

Об утверждении нормативных технических документов в области электроэнергетики и теплоэнергетики

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 декабря 2016 года № 580. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 7 февраля 2017 года № 14771.

Сноска. Заголовок - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

В соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике", подпунктом 2) пункта 3 статьи 16 Закона Республики Казахстан "О государственной статистике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, **ПРИКАЗЫВАЮ:**

Сноска. Преамбула - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1. Утвердить:

1) Методику расчета норм расхода металла рабочих лопаток и улиточной брони мельниц-вентиляторов, согласно приложению 1 к настоящему приказу;

2) Методику расчета норм расхода пиломатериалов при ремонте башенных градирен, согласно приложению 2 к настоящему приказу;

3) Методические указания по учету стока воды на гидроэлектростанциях, согласно приложению 3 к настоящему приказу;

4) Методику расчета норм расхода сорбентов на тепловых электростанциях, согласно приложению 4 к настоящему приказу;

5) Методику расчета норм расхода материалов, перегородок на ремонт аэрожелобов и пневмоаппаратов для транспорта золы, согласно приложению 5 к настоящему приказу;

6) Методику расчета норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях, согласно приложению 6 к настоящему приказу;

7) Методические указания по пуску и наладке установок очистки производственных сточных вод тепловых электростанций, согласно приложению 7 к настоящему приказу;

8) Методические указания по наладке системы регулирования процесса горения газомазутных котлов, согласно приложению 8 к настоящему приказу;

9) Методические указания по эксплуатационной химической очистке котлов энергоблоков сверхкритического давления, согласно приложению 9 к настоящему приказу;

10) Методические указания по проведению эксплуатационных очисток маслосистем турбоагрегатов с применением водных растворов биологически разлагаемых моющих средств, согласно приложению 10 к настоящему приказу;

11) Методические указания по проверке гибких проводников линий электропередачи и распределительных устройств, согласно приложению 11 к настоящему приказу;

12) Методику расчета норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электростанций, согласно приложению 12 к настоящему приказу;

13) Методику расчета норм потребности в средствах малой механизации, механизированном, ручном инструменте и специальных приспособлениях для ремонтно-эксплуатационного обслуживания гидроэлектростанций, согласно приложению 13 к настоящему приказу;

14) Методические указания по применению неполнофазных режимов работы основного электрооборудования электроустановок 330-1150 килвольт, согласно приложению 14 к настоящему приказу;

15) Методические указания по ремонту оборудования пылеприготовления электростанций, согласно приложению 15 к настоящему приказу;

16) Методические указания по инфракрасной диагностике тепломеханического оборудования тепловых электростанций, согласно приложению 16 к настоящему приказу;

17) Методику расчета норм расхода азота на тепловых электростанциях, согласно приложению 17 к настоящему приказу;

18) Методические указания по измерению расхода и количества конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла, согласно приложению 18 к настоящему приказу;

19) Методические указания по измерению расхода и количества теплоносителя в трубопроводах водяной системы теплоснабжения на источнике тепла, согласно приложению 19 к настоящему приказу;

20) Методику расчета норм расхода гидразина для тепловых электростанций, согласно приложению 20 к настоящему приказу;

21) Методические указания по приемке из ремонта в эксплуатацию ответственных узлов систем пылеприготовления котельных установок с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более, согласно приложению 21 к настоящему приказу;

22) Методические указания по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях, согласно приложению 22 к настоящему приказу;

23) Методические указания по измерению расхода мазута с применением специальных суживающих устройств на тепловых электростанциях, согласно приложению 23 к настоящему приказу;

24) Методические указания по экспресс-оценке экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на тепловых электростанциях, согласно приложению 24 к настоящему приказу;

25) Методические указания по модернизации, реконструкции и замене устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций, согласно приложению 25 к настоящему приказу;

26) Методические указания по ликвидации аварий в электрической части энергосистемы, согласно приложению 26 к настоящему приказу;

27) Методические указания по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением свыше 110 киловольт, согласно приложению 27 к настоящему приказу;

28) Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок, согласно приложению 28 к настоящему приказу;

29) Методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях, согласно приложению 29 к настоящему приказу;

30) Методику расчета нормативной величины потерь электрической энергии в электрических сетях, согласно приложению 30 к настоящему приказу;

31) Методические указания по составлению и применению графиков ограничения потребления электрической энергии (мощности) для предотвращения и ликвидации технологических нарушений в энергосистеме, согласно приложению 31 к настоящему приказу;

32) Методические указания по разработке отраслевых циркуляров и противоаварийных предписаний, согласно приложению 32 к настоящему приказу;

33) Методику расчета норм расхода водорода на тепловых электростанциях, согласно приложению 33 к настоящему приказу;

34) Методику расчета норм расхода углекислого газа на тепловых электростанциях, согласно приложению 34 к настоящему приказу;

35) Методические указания по обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций, согласно приложению 35 к настоящему приказу;

36) Методику расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание линий электропередачи напряжением 110 киловольт и более, согласно приложению 36 к настоящему приказу;

37) Методику расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание оборудования подстанций напряжением 110 киловольт и более, согласно приложению 37 к настоящему приказу;

38) Методику расчета норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электрических сетей, согласно приложению 38 к настоящему приказу;

39) Методические указания по проведению экспресс-испытаний паровых турбин тепловых электростанций, согласно приложению 39 к настоящему приказу;

40) Методические указания по организации работы по производственной санитарии на электростанциях, согласно приложению 40 к настоящему приказу;

41) Методические указания по выполнению схем технологической защиты теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций, согласно приложению 41 к настоящему приказу;

42) Методические указания по наладке автоматических регуляторов турбинного оборудования тепловых электростанций, согласно приложению 42 к настоящему приказу;

43) Методика расчета и утверждения плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения, согласно приложению 43 к настоящему приказу;

44) Методика определения тепловых потерь в сетях, согласно приложению 44 к настоящему приказу.

Сноска. Пункт 1 с изменениями, внесенными приказом Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Департаменту электроэнергетики Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) направление копии настоящего приказа в течение десяти календарных дней со дня государственной регистрации в Министерстве юстиции Республики Казахстан в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан" для размещения в Эталонном контрольном банке нормативных правовых актов Республики Казахстан;

3) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан;

4) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 2) и 3) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Министр энергетики
Республики Казахстан*

К. Бозумбаев

Приложение 1
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода металла рабочих лопаток и улиточной брони мельниц-вентиляторов

1. Настоящая Методика расчета норм расхода металла рабочих лопаток и улиточной брони мельниц-вентиляторов (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994 и предназначена для определения расхода металла рабочих лопаток и улиточной брони мельниц-вентиляторов тепловых электростанций.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) электростанция

— энергетический объект, предназначенный для производства электрической и тепловой энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

2) броня

— защитный слой материала, обладающий достаточно большой прочностью, вязкостью и другими механическими параметрами, стоящими на высоком уровне показателей, выполняющий функцию преграды от различного по силе и интенсивности воздействия на объект, окружаемый этим слоем;

3) влажный бурый уголь

— бурый уголь с содержанием влаги более 10 %.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Для сжигания высоко влажных бурых углей предназначается топка с мельницами-вентиляторами.

4. Мельница-вентилятор состоит из ротора в виде крыльчатки, снабженной билами, и находится в металлическом корпусе, покрытом внутри броней, и сепаратора. Топливо размалывается билами ротора.

5. Осмотр и при необходимости замена или ремонт изнашивающихся элементов мельниц-вентиляторов (брони, рабочих колес) производится систематически по графику, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрированный в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

6. При составлении расчета норм расхода металла рабочих лопаток мельниц-вентиляторов за исходные принимаются две конструкции рабочих лопаток:

1) мелющие лопатки прямоугольной формы толщиной 50 миллиметров (далее — мм) из углеродистой стали с наплавкой твердым сплавом типа Т-590 или Т-620 слоем 5 мм с твердостью 58 - 60 HRC;

2) биметаллические лопатки такого же профиля.

7. Нормативные значения удельного расхода металла мелющих лопаток для основных марок топлива (в пересчете на натуральное топливо) приводятся в таблице 1 согласно приложению 1 к настоящей Методике.

8. При большой засоренности топлива посторонними включениями и неудовлетворительной организации его очистки более рационально применение лопаток из стали типа 110Г13Л.

9. Для случаев, отличающихся от условий, указанных в пункте 6 настоящей Методики, значения удельного расхода металла, грамм/тонна (далее —

г/т) натурального топлива определяется по формуле:

$$I_{\text{норм}}^{\text{дол}} = I_{\text{норм}} \cdot K_{\text{к}} \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{пол}}$$

(1)

где

$I_{\text{норм}}$

- нормы удельного расхода брони для основных марок топлива (в пересчете на натуральное топливо) г/т;

$K_{\text{к}}$, $K_{\text{и}}$ и $K_{\text{пол}}$

соответственно коэффициенты, учитывающие влияние конструкции, материала лопаток и увеличение удельного расхода металла из-за их поломок.

Ниже приведены значения этих коэффициентов.

Коэффициент K_K , учитывающий влияние конструкции мелющих лопаток приводится в таблице 2 согласно приложению 1 к настоящей Методике.

Коэффициент K_i , учитывающий влияние материала лопаток приводится в таблице 3 согласно приложению 1 к настоящей Методике.

Коэффициент $K_{пол}$, учитывающий увеличение удельного расхода металла из-за поломок лопаток, определяется качеством очистки топлива от металла и других включений в топливо, а также качеством дробления топлива или большой возможностью попадания в мельницы крупных твердых включений. Увеличение коэффициента $K_{пол}$ более чем на 1,15 свидетельствует о неудовлетворительном состоянии оборудования, связанного с подготовкой топлива.

10. Нормы удельных расходов металла улиточной брони мельниц-вентиляторов составлены для условий изготовления улиточной брони из брусков размером 40x90 мм (сталь типа Ст 3).

Нормы удельного расхода брони для основных марок топлива (в пересчете на натуральное топливо) приведены в таблице 4 согласно приложению 1 к настоящей Методике.

11. Для случаев, отличающихся от условий пункта 10 настоящей Методики, удельный расход брони подсчитывается по формуле (1), где значения K_K принимаются равными 1, а коэффициента K_i , учитывающего материал брони, приводятся в таблице 5 согласно приложению 1 к настоящей Методике.

12. Годовая потребность электростанции в металле на мелющие лопатки и улиточную броню, (тонн), определяется по формуле

$$P_u = B_z (I_{нормл}^{доп} + I_{нормб}^{доп}) \quad (2)$$

где

B_z ,

- годовой расход натурального топлива, тонн;

$I_{нормл}^{доп}$

- допустимые значения удельного расхода металла мелющих лопаток, г/т;

$I_{нормб}^{доп}$

- допустимые значения удельного расхода металла брони, г/т.

13. Пример расчета годовой потребности электростанции в металле на мелющие лопатки и улиточную броню приводится в приложении 2 настоящей Методики.

Приложение 1
к Методике расчета норм
расхода металла
рабочих лопаток и улиточной брони
мельниц-вентиляторов

Таблица 1

Нормативные значения удельного расхода металла мелющих лопаток для основных марок топлива

Топливо	Удельный расход металла, г/т	
	Мелющие лопатки из углеродистой стали с наплавкой твердым сплавом типа Т-590 или Т-620 слоем 5 мм и твердостью 58-60 HRC, а также биметаллические лопатки	Профилированные лопатки из стали типа 110Г13Л
Ленгерский	20	28
Шоптыкольский	20	28
Тургайский	13	19

Таблица 2

Коэффициент K_k , учитывающий влияние конструкции мелющих лопаток

Конструкция лопатки	Коэффициент K_k
Профилированная (рисунок 1, таблица 6 настоящего Приложения)	1
С постоянным профилем толщиной 50 мм	1,25

Таблица 3

Коэффициент K_m , учитывающий влияние материала лопаток

Материал лопаток	Коэффициент K_m
Сталь типа Ст 3	1,55
Сталь тип Ст 5 спокойная сталь (далее — сп)	1,3
Сталь типа 110Г13Л	1,0
Углеродистая сталь с автоматической наплавкой сплавом типа Т-590 или Т-620 слоем 5 мм с твердостью 58-60 HRC	0,7
Углеродистая сталь с автоматической наплавкой порошковой проволокой типа АН-170 слоем 8 мм с твердостью 52	0,7

нищ , (мм)	A	a ₁	a ₂	a ₃	a ₄	a ₅	a ₆	a ₇	H	H ₁	H ₂	h	h ₁	h ₂	ки, килог рамм
1600	680	80	120	200	55	200	40	23	290	65	120	270	65	120	60
2100	880	100	155	260	70	255	50	23	305	80	120	280	80	120	90
2700	738	90	130	230	65	220	45	25	376	70	196	356	70	196	89
3300	858	100	160	250	70	260	50	25	490	75	300	470	75	300	144

Приложение 2
к Методике расчета норм
расхода металла
рабочих лопаток и улиточной
брони мельниц-вентиляторов

Пример расчета годовой потребности электростанции в металле на мелющие лопатки и улиточную броню

Расчет потребности одной электростанции в металле для мелющих лопаток и брони мельниц-вентиляторов:

Топливо	Тургайский бурый уголь
Годовой расход натурального топлива V_r	8,02 миллион тонн
Конструкция применяемых лопаток	С постоянным профилем толщиной 40 мм
Конструкция применяемой брони	Полоса 40x90 мм
Материал применяемых лопаток	Сталь типа 110Г13Л
Материал применяемой брони	Сталь типа Ст 3
Доля лопаток, сломанных при попадании в мельницы посторонних твердых включений	10 %
Доля брусков брони, сломанных при попадании твердых включений	Не учитывается ввиду отсутствия брусков брони, сломанных при попадании твердых включений
Допустимые значения удельного расхода металла мелющих лопаток, определенные по формуле (1) настоящей Методики	$I_{норм}^{доп} = 19 \times 1,25 \times 1,0 \times 1,1 = 26,1$ г/т
Допустимые значения удельного расхода металла брони, определенные по формуле (1) настоящей Методики	$I_{норм}^{доп} = 46 \times 1,0 = 46$ г/т
Годовая потребность электростанции в металле на мелющие лопатки и улиточную броню, определенная по формуле (2) настоящей Методики	$P_{\Sigma} = 8,02 \cdot 10^6 (26,1 + 46) = 578,4$ тонн

Приложение 2
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода пиломатериалов при ремонте башенных градирен

1. Настоящая Методика расчета норм расхода пиломатериалов при ремонте башенных градирен (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2)

статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994 и предназначена для определения расхода пиломатериалов при ремонте башенных градирен тепловых электростанций.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) ремонт

— комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности оборудования и восстановлению ресурсов его составных частей;

2) электростанция

— энергетический объект, предназначенный для производства электрической и тепловой энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

3) гидроохладитель

— теплообменное сооружение для охлаждения циркуляционной воды;

4) градирня

— гидроохладитель, в котором используется тяга воздуха для эффективного снижения температуры охлаждаемой воды;

5) башенная градирня

— градирня, в которой тяга создается с помощью вытяжной башни.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. В Методике при расчете норм выполнен отбор наиболее оптимальных технических решений, реконструкций деревянных оросителей градирен.

4. В связи с переводом ряда градирен на брызгальный тип, связанный с изменением режима эксплуатации турбин, в Методике приведены нормы расхода материалов на устройство водоуловителей, предотвращающих вынос воды из брызгальных градирен.

5. Требуемое количество деревянных деталей градирен приведено в таблицах 1

— 5 согласно приложения к настоящей Методике.

6. Нормы расхода пиломатериалов на ремонт оросителя башенной градирни приводятся в таблице 1 согласно приложению к настоящей Методике.

8. Нормы расхода пиломатериалов на ремонт оросителя вентиляторной градирни площадью орошения 432 м² приводятся в таблице 2 согласно приложению к настоящей Методике.

9. Нормы расхода пиломатериалов на ремонт устройства водоуловителя градирни приводятся в таблице 3 согласно приложению к настоящей Методике.

10. Сводная таблица расхода пиломатериалов на ремонт оросителя градирни приводятся в таблице 4 согласно приложению к настоящей Методике.

11. Расход пиломатериалов по сечениям для устройства оросителя приводятся в таблице 5 согласно приложению к настоящей Методике.

Приложение
к Методике расчета норм
расхода пиломатериалов
при ремонте башенных градирен
Таблица 1

Нормы расхода пиломатериалов на ремонт оросителя башенной градирни

Наименование	Сечение, миллиметров (далее — мм)	Длина, мм	Объем, кубических метров (далее - м ³)	Примечание
Площадь орошения 725 м ²				
Рейка	100 x 10	1850	1,75	
Рейка	100 x 10	1720	1,65	
Рейка	100 x 10	1540	100,10	
Рейка	100 x 10	1260	19,0	
Рейка	50 x 10	750	2,6	
Рейка	50 x 10	550	0,15	
Рейка	50 x 10	390	0,80	
Брус	50 x 30	1150	47,30	
Брус	50 x 30	850	39,15	
Брус	32 x 32	1150	6,00	
Брус	32 x 32	850	4,00	
Доска	Толщина 19	-	1,00	
Итого	-	-	233,5	
Площадь орошения 800 м ²				
Рейка	100 x 10	1150	4,63	
Рейка	100 x 10	1500	160,91	
Рейка	100 x 10	1900	3,94	

Рейка	50 x 10	890	6,00	
Брус	40 x 30	1150	35,42	
-"	40 x 30	1050	48,20	
Доска	Толщина 19	-	1,00	
Итого	-	-	290,1	
Площадь орошения 1000 м ²				
Рейка	100 x 10	1860	170,4	
Рейка	100 x 10	1104	2,53	
Рейка	100 x 10	1070	7,53	
Рейка	100 x 10	815	0,26	
Рейка	60 x 10	815	10,30	
Рейка	25 x 10	1220	30,00	
Брус	32 x 32	1200	40,00	
Брус	60 x 30	1270	13,80	
Брус	60 x 30	865	19,40	
Доска	Толщина 19	-	1,20	
Итого		-	295,40	
Площадь орошения 1200 м ²				
Рейка	100 x 10	1800	5,28	
Рейка	100 x 10	1900	1,72	
Рейка	100 x 10	1700	0,73	
Рейка	100 x 10	1600	146,10	
Рейка	100 x 10	1200	31,50	
Рейка	100 x 10	1150	9,10	
Рейка	100 x 10	800	2,65	
Рейка	50 x 10	711	8,16	
Рейка	50 x 10	390	0,34	
Рейка	50 x 10	270	0,91	
Брус	40 x 30	1150	100,72	
Доска	Толщина 19	-	1,50	Д л я заполнения пустот
Итого	-	-	308,23	
Площадь орошения 1280 м ²				
Рейка	100 x 10	1560	172,37	

Рейка	100 x 10	1460	10,80	
Рейка	100 x 10	1360	8,51	
Рейка	100 x 10	1200	19,92	
Рейка	100 x 10	1000	2,82	
Рейка	100 x 10	850	16,20	
Рейка	100 x 10	640	1,52	
Брус	32 x 32	1300	93,56	
Доска	Толщина 19	-	1,60	Д л я перекрытия проемов
Итого	-	-	327,30	

Площадь орошения 1520 м²

Рейка	100 x 10	2650	0,55	
Рейка	100 x 10	2380	17,66	
Рейка	100 x 10	2080	17,75	
Рейка	100 x 10	1900	0,25	
Рейка	100 x 10	1780	190,50	
Рейка	100 x 10	1480	6,45	
Рейка	100 x 10	1150	8,27	
Рейка	50 x 10	750	9,15	
Брус	40 x 30	1150	156,88	
Доска	Толщина 19	-	2,00	Д л я перекрытия проемов
Итого	-	-	409,46	

Площадь орошения 1600 м²

Рейка	100 x 10	1600	8,20	
Рейка	100 x 10	1470	138,10	
Рейка	100 x 10	1300	106,92	
Рейка	100 x 10	1170	5,61	
Рейка	100 x 10	1000	4,20	
Рейка	100 x 10	850	4,90	
Рейка	100 x 10	2100-650	1,04	
Рейка	50 x 10	2000	2,44	
Рейка	50 x 10	1800	2,43	
Рейка	50 x 10	710	13,50	
Рейка	50 x 10	390	0,10	

Брус	40 x 30	1600	108,24	
Брус	40 x 30	1150	0,80	
Брус	40 x 30	850	57,30	
Брус	40 x 30	400	7,32	
Доска	Толщина 19	-	2,50	Для закрытия проемов
Итого	-	-	463,60	
Площадь орошения 2100 м ²				
Рейка	100 x 10	1600	10,76	
Рейка	100 x 10	1470	181,25	
Рейка	100 x 10	1300	140,33	
Рейка	100 x 10	1170	7,36	
Рейка	100 x 10	1000	5,51	
Рейка	100 x 10	850	6,43	
Рейка	100 x 10	2100-650	1,36	
Рейка	50 x 10	2000	3,20	
Рейка	50 x 10	1300	3,19	
Рейка	50 x 10	710	17,71	
Рейка	50 x 10	390	0,13	
Брус	40 x 30	1600	142,06	
Брус	40 x 30	1150	1,05	
Брус	40 x 30	850	75,20	
Брус	40 x 30	400	9,60	
Доска	Толщина 19	-	3,00	
Итого	-	-	608,14	
Площадь орошения 2600 м ²				
Рейка	100 x 10	1560	350,12	
Рейка	100 x 10	1460	21,93	
Рейка	100 x 10	1360	17,28	
Рейка	100 x 10	1200	40,45	
Рейка	100 x 10	1000	5,72	
Рейка	100 x 10	850	32,90	
Рейка	100 x 10	640	3,08	
Брус	32 x 32	1300	190,02	
Доска	Толщина 19	-	4,00	Для закрытия проемов
Итого	-	-	665,50	
Площадь орошения 3200 м ²				
Рейка	100 x 10	2650	1,15	
Рейка	100 x 10	2380	37,08	
Рейка	100 x 10	2080	37,27	
Рейка	100 x 10	1900	0,52	

Рейка	100 x 10	1780	400,00	
Рейка	100 x 10	1480	13,54	
Рейка	100 x 10	1150	17,36	
Рейка	50 x 10	750	9,15	
Брус	40 x 30	1150	329,45	
Доска	Толщина 19	-	4,20	Для закрытия проемов
Итого	-	-	859,75	

Таблица 2

Нормы расхода пиломатериалов на ремонт оросителя вентиляторной градирни площадью орошения 432 м²

Наименование	Сечение, мм	Длина, мм	Объем, м ³	Примечание
Рейка	100 x 10	3800	32,25	
Рейка	100 x 10	3500	30,45	
Рейка	100 x 10	1700	19,95	
Рейка	100 x 10	1500	13,25	
Брус	32 x 32	1150	30,60	
Доска	Толщина 19	-	0,50	
Итого	-	-	127,00	

Таблица 3

Нормы расхода пиломатериалов на ремонт устройства водоуловителя

Наименование	Сечение, мм	Длина, мм	Объем (м ³) при площади орошения градирни, м ²										
			432	725	800	1000	1200	1280	1520	1600	2100	2600	3200
Рейка	100x50	2990	7,33	12,30	13,60	16,96	20,36	21,72	25,79	27,15	35,62	44,11	54,30
Рейка	100x50	2010	0,04	0,07	0,10	0,11	0,12	0,13	0,15	0,16	0,21	0,26	0,32
Рейка	100x50	1480	2,62	4,40	4,85	6,06	7,27	7,76	9,21	9,70	12,73	15,76	19,40
Рейка	100x50	1180	0,16	0,30	0,30	0,40	0,45	0,48	0,57	0,60	0,78	0,97	1,20
Рейка	90x10	1370	8,63	14,48	16,00	20,00	24,00	25,60	30,38	31,98	41,95	51,96	63,96
Рейка	90x10	1070	0,38	0,65	0,72	0,90	1,07	1,14	1,36	1,43	1,87	2,32	2,86
Брус	45x10	1395	0,46	0,77	0,85	1,06	1,27	1,36	1,61	1,70	2,23	2,76	3,40
Брус	40x40	длинномерный	0,08	0,14	0,15	0,18	0,21	0,24	0,28	0,30	0,39	0,48	0,60
Доска	100x10	-	0,25	0,20	0,47	0,60	0,71	0,76	0,90	0,95	1,24	1,54	1,90
Итого	-	-	19,96	33,14	37,04	46,27	55,45	39,19	71,25	73,97	97,02	120,16	147,94

Таблица 4

Сводная таблица расхода пиломатериалов на ремонт оросителя градирни

Площадь орошения, м ²	432	725	800	1000	1200	1280	1520	1600	2100	2600	3200
Объем деревянных деталей, м ³	127,0	233,5	290,1	295,4	308,2	327,3	409,5	463,6	608,1	665,5	859,8

Таблица 5

Расход пиломатериалов по сечениям для устройства оросителя

Наименование	Площадь орошения, м ²										
	432	725	800	1000	1200	1280	1520	1600	2100	2600	3200
Рейка, мм:											
100x10	95,9	132,5	169,5	180,7	197,1	232,2	250,5	270,0	353,0	471,5	507,2
60x10	-	-	-	10,3	-	-	-	-	-	-	-
50x10	-	3,5	6,0	-	8,4	-	-	18,5	24,2	-	9,15
25x10	-	-	-	30,0	-	-	-	-	-	-	-
Брус, мм:											
32x32	30,6	10,0	-	-	-	93,6	-	-	-	190,0	-
60x30	-	-	-	33,2	-	-	-	-	-	-	-
50x30	-	86,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40x30	-	-	83,6	-	100,7	-	156,9	173,6	227,9	-	329,4
Доска толщиной 19 мм	0,5	1,0	1,0	1,2	1,5	1,6	2,0	2,5	3,0	4,0	4,2

Приложение 3

к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по учету стока воды на гидроэлектростанциях**Глава 1. Общие положения**

1. Настоящие Методические указания по учету стока воды на гидроэлектростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для организации и проведения учета стока воды на

гидроэлектростанциях (далее – ГЭС) и распространяются на все ГЭС установленной мощностью более 5 Мегаватт (далее – МВт).

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) гидроэлектростанция

— электростанция, в качестве источника энергии использующая энергию водного потока;

2) эжекционный эффект

— увлечение потоком воды с более высоким давлением воду с более низким давлением.

Иные понятия и определения используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Основные компоненты стока воды, учитываемые на ГЭС

3. Сток воды, проходящий через створ гидроузла, складывается из расходов воды через гидроагрегаты, расходов, сбрасываемых через водопропускные сооружения (холостые водосбросы, шлюзы, промывные галереи), расходов на фильтрацию и различного рода протечек (через неплотности затворов, закрытые направляющие аппараты гидротурбин, ворота шлюзов) и расходов на собственные нужды.

4. В общем балансе стока воды через гидроузел расходы воды через гидроагрегаты, расходы, сбрасываемые через водопропускные сооружения (холостые водосбросы, шлюзы, промывные галереи), расходы на фильтрацию и протечки (через неплотности затворов, закрытые направляющие аппараты гидротурбин, ворота шлюзов) и расходы на собственные нужды не равноценны. Электростанции, входящие в состав каскадов и имеющих водохранилища достаточного объема, пропускают весь расход воды через гидротурбины. Водосбросные сооружения работают короткое время в паводочный период или во время останова гидроагрегатов и при отсутствии свободного объема водохранилища.

5. Фильтрационные расходы воды под сооружениями гидроузла и через земляные плотины, протечки через неплотности затворов и закрытые направляющие аппараты гидротурбин ежедневно не измеряются, а принимаются в качестве постоянной составляющей. Фильтрационные расходы определяются расчетным путем по числу включений дренажного насоса, автоматически включающегося в работу при достижении уровня воды в сбросных дренажных колодцах и принимаются из проектных данных.

6. Суммарные фильтрационные расходы от всех видов протечек воды на ГЭС (протечки через уплотнения затворов и направляющих аппаратов гидротурбин) составляют незначительную часть общего расхода через гидроузел и не учитываются из-за низкого значения, находящегося в пределах точности измерений расходов гидротурбин и водосбросов.

7. На малых ГЭС, где иногда фильтрационные расходы составляют значительную долю общего стока, рекомендуется натурное уточнение их значения.

8. Для правильного учета стока воды на ГЭС при составлении местных эксплуатационных инструкций оцениваются погрешности отдельных частей и всего суммарного расхода воды в створе гидроузла.

Глава 3. Учет стока воды через гидроагрегаты

9. Учет стока воды через гидроагрегаты по эксплуатационным характеристикам в зависимости от типа ГЭС, количества установленных гидротурбин, характера суточного графика нагрузки, требований точности подразделяется на 5 способов определения среднесуточных расходов воды через гидротурбины:

1) первый способ

— за каждый час суток определяют нагрузки агрегата N , киловатт (далее

— кВт) и рабочий напор H , метр (далее - м). По этим данным, пользуясь

эксплуатационной характеристикой, находят расход воды за каждый час $Q_{\text{час}}$,

кубический метр/секунда (далее - м³/с). Среднесуточный расход определяют по формуле:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum Q_{\text{час}}}{24}$$

(1)

где $Q_{\text{час}}$ - расход воды за каждый час;

2) второй способ

— по прибору учета выработки электроэнергии определяют среднюю за сутки нагрузку гидроагрегата (или гидроагрегатов, если расчет ведется для всех гидротурбин одновременно):

$$N_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}}{24}$$

(2)

где $N_{\text{ср}}$

— средняя за сутки нагрузка гидроагрегата, кВт;

\mathcal{E}

— выработка всеми гидроагрегатом (всеми гидроагрегатами) электроэнергии за расчетный интервал времени, киловатт час (далее

— кВт

ч). По данным отдельных измерений уровней верхнего и нижнего бьефов определяется средний за сутки рабочий напор. Для полученных средних значений мощности и напора по расходной характеристике гидроагрегата определяют среднесуточный расход воды через гидротурбины в соответствии с графиками натуральных расходных характеристик гидроагрегатов ($Q_{\text{ср.сут}}$), м³/с;

3) третий способ

— по прибору учета выработки электроэнергии определяют среднюю за время работы нагрузку гидроагрегата (или гидроагрегатов, если расчет ведется для всех гидротурбин одновременно):

$$N_{\text{ср.р}} = \frac{\mathcal{E}}{t_p}$$

(3)

— где $N_{\text{ср.р}}$

— средняя за время работы нагрузка гидроагрегата, кВт;

t_p

— продолжительность работы гидроагрегата (гидроагрегатов) в течение суток, часов.

По данным измерений уровня верхнего и нижнего бьефов определяется средний за сутки рабочий напор. Для полученных значений мощности и напора по расходной характеристике гидроагрегата в соответствии с графиками натуральных расходных характеристик гидроагрегатов находится средний расход воды через гидротурбину за время ее работы ($Q_{\text{ср.р}}$). Среднесуточный расход воды через гидротурбины, м³/с, определяется по формуле:

$$Q_{\text{ср.сут}} = \frac{Q_{\text{ср.р}} \cdot t_p}{24}$$

(4)

4) четвертый способ

—
аналогичен способу, описанному в подпункте 3) пункта 12 настоящих Методических указаний, но при определении среднего расхода за время работы ($Q_{\text{ср.р}}$) напор учитывается как среднее значение за время работы гидроагрегата, а не по среднесуточному значению;

5) пятый способ

—
по графику расчетных значений удельных расходов воды на выработанную или отпущенную электроэнергию ($q_{\text{в}}$) метр кубический/киловатт час (далее - $\text{м}^3/(\text{кВт}$

ч) в зависимости от напора $q=f(H)$ или положения уровня воды в верхнем бьефе $q=f(H)$

Δ

В

Б). При наличии таких графиков расчет среднесуточных значений расхода воды через гидротурбину производится по показаниям электросчетчиков генераторов. Суточная выработка электроэнергии ($\mathcal{E}_{\text{сут}}$ (кВт

ч)) определяется, по соответствующему графику по полученным значениям ($N_{\text{ср}}$) и среднесуточному подпорному уровню, определяется среднее значение удельного расхода воды (q) за данные сутки, кубический метр/киловатт час (далее - $\text{м}^3/(\text{кВт}$

ч), 86,4

10^{-3}

—
переводной коэффициент из секунды в сутки. Среднесуточный расход воды вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{ср.сут}} = \frac{\mathcal{E} \cdot q}{86,4 \cdot 10^3}$$

(5)

10. Основным критерием выбора способа определения среднесуточного расхода является обеспечение необходимой точности получаемого результата при минимальных затратах на производство самих измерений и последующих расчетов. По

способу, описанному в подпункте 1) пункта 9 настоящих Методических указаний, определяется среднесуточный напор на ГЭС с малым числом гидроагрегатов.

11. По способу, описанному в подпункте 5) пункта 9 настоящих Методических указаний, определяется среднесуточный напор наличии графиков удельных расходов воды.

12. Настоящие Методические указания применяются, если в течение суток колебание уровня верхнего бьефа не наблюдается. При колебаниях, вызывающих снижение напора значения удельных расходов изменяются, учет стока воды производится по графикам удельных расходов воды.

13. Использование эксплуатационных характеристик для учета расхода воды через гидротурбины определяется измерением мощности гидроагрегата и напора.

Глава 4. Погрешность эксплуатационных характеристик

14. Эксплуатационные характеристики, построенные на основании натуральных энергетических испытаний, обеспечиваются определением расхода по погрешностям, находящимся в пределах 1

—
2 % от общего расхода. Отклонение заводских значений коэффициента полезного действия (далее

—
КПД) от фактических может достигать 6 % от общего расхода из-за износа рабочих колес и проточной части и нарушения оптимальной комбинаторной зависимости у турбин поворотно-лопастного типа.

15. При оптимальной комбинаторной зависимости открытие направляющего аппарата гидротурбины находится в таком соотношении с углом разворота лопаток рабочего колеса, что при любом режиме работы гидроагрегата имеет место максимальное значение КПД. Заводские характеристики строятся для оптимальной комбинаторной зависимости. Определение расхода через гидротурбину, при нарушении оптимальной комбинаторной зависимости, будет приводить к занижению значения расхода по сравнению с фактически пропускаемым.

16. Графики удельных расходов воды, которые используются для учета среднесуточного стока через гидроагрегаты строятся на основании эксплуатационных характеристик гидроагрегатов с учетом погрешностей эксплуатационных характеристик.

Глава 5. Погрешности измерения напора гидротурбин и учет потерь

17. Значительная погрешность определения расхода воды через гидротурбину может возникнуть из-за неправильного определения действительного напора гидротурбины.

18. Суммарная погрешность определения напора гидротурбин складывается из погрешностей измерения уровней воды верхнего и нижнего бьефов, определения потерь напора на сороудерживающих решетках, определения потерь напора по длине водопроводящего тракта, из-за неучета эжекционного эффекта и сгонно-нагонных явлений (ветровой донивеляции).

Глава 6. Измерения уровня воды в бьефах и погрешности измерительных приборов

19. Погрешности измерений уровней воды в бьефах зависят как от места установки измерительных приборов и от конструкции. Влияние места установки на точность измерений относится к первичному прибору в местах с минимальными ветровыми и волновыми колебаниями уровня воды с возможностью осмотра прибора, защищенным от плавающих бревен, топляков, сора. Приборы используются с надежной работой при ледоставе и исключении повреждения при подвижке льда или ледоходе, при заиливании бьефов. Показания приборов характеризуются положением уровня бьефа по всему фронту водосбросного сооружения. При широких бьефах правильное измерение трудновыполнимо, поэтому наблюдаются отклонения фактического положения уровня воды от измеряемого.

20. Для получения надежных результатов и предохранения приборов от преждевременного выхода из строя учитываются динамические и статистические характеристики при выборе оборудования, приборами поста наблюдения за уровнем воды.

21. Погрешность измерения приборов характеризуется их классом и условиями эксплуатации. Устанавливаемые на ГЭС типы уровнемеров и перепадомеров имеют класс 2,0 и 2,5. Погрешности находятся в пределах класса точности, оцениваемые в $\pm 2\%$ измеряемого напора.

22. Уровни воды в бьефах и перепады напоров на сороудерживающих решетках измеряются приборами с дистанционной передачей информации на центральный пульт управления ГЭС.

Проверка систем измерения уровня воды в бьефах и перепады напоров на решетках производится 2 раза в год

до и после прохождения паводка, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрированный в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

23. Отметки нулей водомерных реек или устройств, приводятся к единой системе отметок и периодически (не реже 1 раза в 5 лет) проверяются нивелированием. Для

контроля, за исправностью уровнемеров рядом с первичным прибором устанавливается обычная водомерная рейка.

Глава 7. Определение потерь напора на сороудерживающих решетках

24. Точное определение действительного напора на ГЭС зависит от правильного определения потерь напора на сороудерживающих решетках, которые меняются в течение суток и зависят от состояния верхнего бьефа.

При наличии плавающего мусора (в паводок), шуги или льда (зимой) потери значительны и, наоборот, при чистом верхнем бьефе

—
небольшие и мало отличаются от проектных данных.

25. Другим фактором, влияющим на потери напора на сороудерживающих решетках, является нагрузка гидроагрегата. При больших нагрузках увеличивается расход и скорость потока в створе решеток и пропорционально квадрату скорости возрастают на них потери. Сочетанием этих двух факторов

—
степенью засоренности бьефа и изменением нагрузок гидроагрегата в течение суток определяются общие потери.

26. На ГЭС с малым числом гидроагрегатов (от 3 до 5) потери на сороудерживающих решетках учитываются для каждого агрегата отдельно по фактически измеренному значению.

27. На многоагрегатных ГЭС учет потерь по каждому гидроагрегату применяются осреднением или принятием среднего значения. Если средние значения потерь напора на решетках изменяются незначительно, их принимают в качестве постоянных.

28. При оперативном контроле среднесуточное значение потерь напора определяется по формуле:

$$\Delta h_{cp} = K \left(\frac{Q_{cp}}{Q_m} \right) \Delta h_m$$

(6)

где

K — коэффициент, зависящий от конфигурации суточного графика нагрузки ГЭС, равный 0,7-1,0, принимается методом интерполирования;

Q_{cp} —

среднесуточный расход через гидротурбину, м³/с;

Q_m —

расход через гидротурбину, измеренный в часы максимума, м³/с;

Δh_{Σ}
—

потери напора на решетках, измеренные в часы максимума нагрузки, м.

Глава 8. Определение потерь напора по длине водопроводящего тракта

29. На высоконапорных ГЭС или имеющих безнапорный трубопровод, длина которого превышает 100 диаметров, потери напора по длине значительные и их неправильный учет приводит к ошибке в измерении напора.

30. Потери напора по длине водопроводящего тракта пропорциональны квадрату скорости потока. Они определяются во время специальных гидроэнергетических испытаний гидроагрегатов или в процессе эксплуатации и учитываются при построении расходных эксплуатационных характеристик турбин.

31. В эксплуатационных условиях потери по длине напорного тракта определяются по показаниям двух манометров, установленных в начале и в конце водопроводящего тракта. Общие потери, м, по длине водопроводящего тракта определяются выражением :

$$h_{\Sigma} = \left(Z_1 + p_1 + \frac{V_1^2}{2g} \right) - \left(Z_2 + p_2 + \frac{V_2^2}{2g} \right), \quad (7)$$

где

Z_1

и

Z_2
—

положение манометра в начале и конце водопроводящего тракта, м;

p_1

и

p_2
—

статический напор (отсчет по манометру) в начале и конце водопроводящего тракта, м;

$\frac{V_1^2}{2g}$

и

$$\frac{V_2^2}{2g}$$

скоростной напор (в сечении, где установлен манометр) в начале и конце водопроводящего тракта).

Глава 9. Погрешности из-за не учета эжекционного эффекта

32. На ГЭС совмещенного типа, при включении в работу водосбросных сооружений, действующий напор увеличивается за счет понижения уровня воды нижнего бьефа вследствие эжекционного эффекта. В зависимости от сочетания степени открытия затворов водосброса, режимов работы гидротурбины и характера распределения сбросного расхода, по фронту сооружений гидроузла, понижение нижнего бьефа различно.

По отношению к полному напору ГЭС это составляет от 2 до 8 % от полного действующего напора. Если увеличение напора за счет эжекции не учитывается, расходы воды через гидротурбины определяются с погрешностями такого же порядка.

На совмещенных ГЭС вводят поправку к напору вследствие эжекции.

Глава 10. Погрешности из-за ветровых сгонно-нагонных явлений

33. На многоагрегатных ГЭС из-за ветрового воздействия наблюдается поперечный перекося уровня воды перед фронтом гидротехнических сооружений. Напоры на отдельных гидроагрегатах отличаются один от другого. В результате имеется погрешность в учете стока воды через гидротурбины, поэтому напор для них принимается один и тот же, как постоянный для всех турбин.

Поперечные перекося уровня верхнего бьефа не учитываются.

Глава 11. Погрешности из-за осреднения напора за измеряемый промежуток времени

34. Для определения точного среднесуточного расхода проводятся почасовые измерения напора и нагрузки, определяется расход через гидротурбину за каждый час, среднесуточное значение находится как среднее из почасовых измерений.

Методические указания применяются на ГЭС с малым числом гидроагрегатов.

На многоагрегатных ГЭС применяется методика определения среднесуточного расхода по средним значениям нагрузки и напора.

В расчеты вводится среднее арифметическое значение напора как среднее из почасовых измерений. В зависимости от нагрузки гидроагрегата и напора меняется расход воды, проходящий через турбину.

35. Среднесуточный расход воды через гидротурбины определяется как средневзвешенный по расходам воды напора.

36. Расхождение между среднеарифметическим и средневзвешенным значениями напора зависит от факторов:

- 1) графика нагрузки;
- 2) эксплуатационных характеристик гидроагрегатов;
- 3) гидравлических характеристик верхнего и нижнего бьефов.

Погрешность определения среднесуточного расхода зависит от его колебаний.

37. Средневзвешенный напор для любого пикового графика нагрузки будет всегда меньше среднеарифметического значения.

Погрешность составляет от 1 до 4 % от средневзвешенного напора. Если расхождение между средневзвешенным напором и среднеарифметическим составило 3 %, полученный расход следует увеличить, умножив его на 1,03.

38. На ГЭС, имеющих водохранилища большого объема (например, сезонного или многолетнего регулирования), изменение напора происходит за счет колебания нижнего бьефа. Верхний бьеф в суточном разрезе колеблется значительно меньше, так как имеется значительный регулирующий объем. Для таких ГЭС полный среднесуточный напор определяется:

1) уровень верхнего бьефа принимается постоянным и равным его среднему значению за сутки;

2) уровень нижнего бьефа

—
равен среднему значению за время работы агрегатов;

3) разность между уровнем верхнего и нижнего бьефа является полным среднесуточным напором;

4) если погрешность в определении напора за счет осреднения положения нижнего бьефа по среднеарифметическому значению вместо средневзвешенного будет равна или превышать 1 %, в учет стока вводится поправка (постоянное значение), которая оформляется специальным актом;

39. При различном характере суточных графиков нагрузок (например, в паводочный и меженный периоды) и разным значении погрешности вводятся поправки на каждый из этих режимов работы ГЭС.

Глава 12. Суммарная погрешность измерения напора на ГЭС

40. Погрешности, возникающие при определении среднесуточного напора на ГЭС, относятся к систематическим или случайным, в зависимости от местных условий.

41. Основные погрешности на низко-, средне- и высоконапорных ГЭС составили соответственно:

- 1) 1,8 %, 1,2 % и 0,6 %

—
из-за определения напора без учета потерь на сороудерживающих решетках (

σ_1
);
2) 4,2 % и 1 %

из-за определения среднесуточного напора по среднеарифметическому значению (

σ_2
);
3) 1 - 2 %

из-за инструментальной погрешности (

σ_3
);
4) 2

8 %

из-за не учета эффекта эжекции на совмещенных ГЭС (

σ_4
).

42. Систематические погрешности появляются:

- 1) при не учета потерь на сороудерживающих решетках;
- 2) при определении напора по среднеарифметическому значению.

Они составляют суммарную погрешность, которая определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{н}} = \sigma_1 + \sigma_2 \pm \sigma_3$$

(8)

43. Общая погрешность определения напора составляет:

1) для низконапорных ГЭС (рекомендуются ГЭС с напором воды до 20 метров (далее - м):

$$\sigma_{\text{н}} = -1,8 - 4 \pm 2 = -(3,8 \div 7,8)$$

или в среднем

5,8%;

2) для средненапорных ГЭС (рекомендуются ГЭС с напором воды до 70 м):

$$\sigma_{\text{н}} = -1,2 - 2 \pm 2 = -(1,2 \div 5,2)$$

или в среднем

3,2%;

3) для высоконапорных ГЭС (рекомендуются ГЭС с напором воды более 70 м):

$$\sigma_{\text{н}} = -0,6 - 1 \pm 2 = 0,4 \div -3,6$$

или в среднем

1,6%.

44. Погрешности измерений уменьшаются:

1) при учете потерь напора на решетках для низко-, средне- и высоконапорных ГЭС соответственно до 0,7, 0,5, 0,2%;

2) при определении среднесуточного напора по среднеарифметическому значению до 1%.

45. Суммарная погрешность определения напора находится как среднеквадратичное значение двух переменных составляющих

σ_1

и

σ_3

в сумме с погрешностью определения среднесуточного напора по среднеарифметическому значению

σ_2

:

$$\sigma_{\text{н}} = \sigma_2 \pm \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_3^2}$$

(9)

46. Применять среднюю инструментальную погрешность

σ_3

1,5%. Погрешность составит:

1) для высоконапорных ГЭС:

$$\sigma_{\text{н}} = -1 \pm \sqrt{0,7^2 + 1,5^2} = -1 \pm 1,6 = -2,6 \div 0,6,$$

или в среднем

1%;

2) для средненапорных ГЭС:

$$\sigma_{\text{н}} = -1 \pm \sqrt{0,5^2 + 1,5^2} = -1 \pm 1,6 = -2,6 \div 0,6,$$

или в среднем

—
1%;

3) для низконапорных ГЭС:

$$\sigma_{\text{н}} = -1 \pm \sqrt{0,2^2 + 1,5^2} = -1 \pm 1,5 = -2,5 \div 0,5,$$

или в среднем

—
1%.

47. При использовании настоящих Методических указаний существующими типами уровнемеров и перепадамеров выполняются правила:

1) выбирается место установки уровнемера, определяется его исправностью, производятся контрольные измерения, сравниваются показания уровнемера с показаниями водомерных реек;

2) полный среднесуточный напор находится как разность между среднесуточным уровнем верхнего бьефа и средним за время работы агрегата уровнем нижнего бьефа. При отклонении напора от средневзвешенного значения на 1% вводят соответствующую постоянную поправку;

3) для определения рабочего напора из полученного полного напора исключается осредненное значение потерь напора на сороудерживающих решетках, для деривационных ГЭС и ГЭС с длинными водоводами

—
среднее значение потерь по длине водопроводящего тракта;

4) осредненное значение потерь напора определяется для нескольких характерных графиков нагрузки гидроагрегатов среднее арифметическое из полученных средних суточных значений и принимается постоянным. Если это приводит к погрешности более 1%, потери принимаются с постоянным значением, но различным для разных графиков нагрузки;

5) введением при необходимости поправочных коэффициентов обеспечивается повышение точности определения среднесуточного напора.

Глава 13. Измерение мощности гидроагрегата и выработки электроэнергии

48. Средняя мощность гидроагрегата за время его работы в течение суток, необходимая для определения среднесуточного расхода, находится как среднеарифметическое значение показаний ваттметров:

$$N_{\text{ср.сут}} = \frac{N_1 t_1 + N_2 t_2 + \dots + N_n t_n}{24}$$

(10)

где

N_1

N_2

...

N_n

нагрузка гидроагрегата, МВт;

t_1

t_2

...

t_n

продолжительность работы гидроагрегата в течение суток с данной постоянной нагрузкой, час.

49. Нагрузка гидроагрегата в течение суток меняется. При постоянной нагрузке измерения производят 1 раз в сутки, и мощность гидроагрегата принимается по среднесуточному значению.

50. Средняя суточная мощность гидроагрегата находится по показаниям ваттметров с использованием формулы (10), и по количеству выработанной за сутки электроэнергии, определенной по счетчику.

51. Погрешность измерения мощности гидроагрегата по щитовым приборам определяется классом измерительных трансформаторов.

Глава 14. Определение среднесуточного расхода воды

52. Погрешности определения среднесуточного расхода воды возникают при переменном суточном графике нагрузки из-за изменения КПД гидроагрегатов.

53. Учет расхода воды через гидротурбину по средней нагрузке гидроагрегата верный, при работе гидроагрегата с постоянной нагрузкой в течение суток. При изменении нагрузки погрешность принимается 4% .

54. При заданной погрешности для расчета среднесуточного расхода используется формула:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta} \quad (11)$$

где

$Q_{\text{ср}}$
—

среднесуточный расход воды, м³

/с;

N
—

среднесуточная мощность гидроагрегата, кВт;

H_p
—

среднесуточный рабочий напор, м;

η
—

КПД гидроагрегата для среднесуточных значений

N

и

H_p

55. Для упрощения вычислений КПД гидроагрегата принимается постоянным, равным среднему значению максимального и минимального значений за время работы (в данном случае за сутки).

56. При определении общего среднесуточного расхода с погрешностью в пределах $\pm 3\%$ расход определяется, используя почасовые данные расходов воды.

Глава 15. Суммарная погрешность определения расхода воды

57. Суммарная погрешность определения расхода воды зависит от погрешностей определения напора, мощности и КПД гидроагрегата. Погрешность определения напора на высоко-, средне- и низконапорных ГЭС составляет от 0,2 до 2,0 %.

58. Погрешности из-за неучтенных изменений КПД при пиковом режиме суточных нагрузок, когда среднесуточный расход вычисляется из формулы мощности агрегата, для КПД принимается значение:

1) для поворотно-лопастных турбин и разных режимов суточного графика нагрузки от 0 до 1,8;

2) для радиально-осевых турбин от 0,6 до 1,1%.

59. Погрешности измерения мощности гидроагрегата по счетчикам выработки электроэнергии или ваттметрам определяются классом измерительного прибора, для подсчетов по счетчикам принимаются равным 1%.

60. Натурные расходные и эксплуатационные характеристики гидротурбин имеют класс точности 1,5%. Для радиально-осевых и при правильно налаженной комбинаторной зависимости для поворотно-лопастных турбин, погрешность заводских характеристик составляет 3%. Погрешности, при условии выполнения приведенных выше рекомендаций принимаются:

1) напора

$$\sigma_{\kappa} = 1\%;$$

2) КПД радиально-осевых гидротурбин

$$\sigma_{\eta} = 0,85\%;$$

3) КПД поворотно-лопастных гидротурбин

$$\sigma_{\eta} = 0,9\%;$$

4) мощности

$$\sigma_{N} = 1\%;$$

5) натурных эксплуатационных характеристик

$$\sigma_{\chi} = 1,5\%;$$

6) заводских эксплуатационных характеристик

$$\sigma_{\chi} = 2,5\%.$$

61. Суммарная погрешность среднесуточного расхода

σ_Q определяется выражением:

$$\sigma_Q = \sqrt{\sigma_H^2 + \sigma_\eta^2 + \sigma_M^2 + \sigma_x^2}$$

(12)

62. При пользовании натурными эксплуатационными характеристиками погрешность составит:

$$\sigma_Q = \sqrt{1^2 + 0,9^2 + 1^2 + 1,5^2} \approx 2,2\%$$

63. При расчете по заводским характеристикам погрешность будет:

$$\sigma_Q = \sqrt{1^2 + 0,9^2 + 1^2 + 2,5^2} \approx 3\%$$

64. При некоторых средних условиях измерений определение среднесуточных значений расхода по характеристикам обеспечивается с достаточно высокой точностью в 2-3 %.

Глава 16. Учет стока воды через гидротехнические сооружения

65. Учет производится через все входящие в состав гидроузла водосливные, водосбросные и водозаборные сооружения, включая сооружения специального назначения - рыбопропускные устройства, шугосбросы, промывные устройства, транспортные устройства (плотоходы, бревноспуски, шлюзы). Учету подлежит весь сток, прошедший за сутки через работающие отверстия, с включением в него протечек через неплотности конструкций затворов водосбросных отверстий. На деривационных ГЭС учет стока проводится на стационарном и на головном узле.

66. Для всех водопропускных отверстий гидросооружений составляются расходные характеристики учетных значений стока воды через гидротехническое сооружение.

67. Расходные характеристики отверстий гидросооружений составляются с учетом всех возможных эксплуатационных случаев работы данного отверстия в условиях гидроузла.

68. Расходные характеристики водосбросных отверстий, проектируемых и строящихся гидротехнических сооружений проверяются в период ввода сооружения в эксплуатацию с использованием зависимостей:

1) для отверстий, работающих в напорном режиме:

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH_0}$$

(13)

где

Q
—

расход воды через водосбросные отверстия, м³/с;

μ
—

коэффициент расхода (принимается по данным проекта);

ω
—

площадь отверстия, квадратный метр (далее
—
м²);

g

= 9,81, метр/секунда в квадрате (далее - м/с²);

H_0
—

полный напор, м, равный:

$$H_0 = H + \frac{V_0^2}{2g}$$

(14)

где

H

- напор над центром отверстия, м;

V_0

- скорость подхода потока к отверстию, метр/секунда (далее - м/с);

2) для отверстий, работающих в безнапорном режиме:

$$Q = m\omega\sqrt{2gH^{3/2}}$$

(15)

где

m
—

коэффициент расхода при свободном переливе (принимается по данным проекта);

ρ
—

ширина водопропускного отверстия в свету, м;

H
—

напор над порогом водослива, м.

69. Расходные характеристики водосбросных отверстий на действующих гидроузлах учитываются натурными гидравлическими испытаниями. Внесение изменений в расходные характеристики после их уточнения допускается при наличии соответствующих обоснований.

Глава 17. Учет среднесуточного расхода воды по эксплуатационным характеристикам

70. Эксплуатационная расходная характеристика строится в виде серии кривых с охватом всех возможных случаев работы водосброса. График наглядно характеризуется изменением расхода через водосброс во всем диапазоне изменения степени открытия затвора и изменения напора.

71. Периодичность определения расходов, проходящих через гидросооружение, не регламентируется. В зависимости от режимов работы водосброса периодичность колеблется от одного раза в час до одного раза в сутки.

72. Среднесуточный расход воды (m^3/c), прошедший через водосброс, определяется по формуле:

$$Q = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i t_i}{24}$$

(16)

где

Q_i
—

расход воды через водосброс при данной постоянной степени открытия затвора, m^3/c ;

t_i
—

продолжительность работы водосброса при данной постоянной степени открытия затвора, час.

73. Общий среднесуточный расход через гидросооружение определяется суммированием среднесуточных значений расходов каждого из отверстий.

Глава 18. Учет стока воды через водосбросные гидротехнические сооружения

74. Водосбросные сооружения ГЭС имеют расходные характеристики, через гидротурбины.

75. Характеристики водосбросных гидросооружений строятся на основании расчета , для крупных и ответственных сооружений

—
на основании модельных исследований, для ограниченного числа сооружений (менее 2) на основании натуральных испытаний.

76. Расходная характеристика изменяться в процессе эксплуатации гидросооружения, после ремонтов и частичных реконструкций узлов, из-за изменений условий подхода потока к водосбросу, при заилении водохранилища Расходная характеристика отличается от проектной на 20%.

77. Расходные характеристики каждого отверстия сооружения гидроузла и группы однотипных отверстий строятся в виде графиков и таблиц и снабжаются краткой пояснительной запиской, содержащей исходные данные и указания по их использованию. Масштабы графиков и ступени таблиц расходных характеристик подбираются для определения расчетного значения расхода воды с погрешностью не более 0,5%.

78. Технические возможности измерительных устройств и применяемых методов измерений обеспечиваются учетом стока на гидросооружениях с погрешностями:

- 1) для водосливных (безнапорных) отверстий - до 4%;
- 2) для донных (напорных) отверстий - до 6%;
- 3) через шлюзы и транспортные системы - до 5%;
- 4) для служебных и вспомогательных отверстий - до 10%.

79. Учет стока воды через рыбопропускные сооружения, бревноспуски и транспортные устройства производится персоналом, эксплуатирующим эти сооружения, в соответствии с действующими инструкциями по эксплуатации и настоящих Методических указаний не рассматривается.

80. Учет протечек через неплотности затворов производится отдельно в случаях, когда их значения превышают 0,5% фактического расхода водосброса.

Глава 19. Установка расходомеров

81. Установка расходомеров на всех водозаборных и водосбросных сооружениях для измерения количества забираемой и сбрасываемой воды обеспечивается:

- 1) уменьшением времени и трудозатрат на производство измерений;
- 2) повышением точности измерений;
- 3) получением документальных данных о работе оборудования;
- 4) возможностью автоматизации управления водным режимом.

Глава 20. Требования к расходомерам

82. Основное требование при выборе расходомера надежность и продолжительность срока службы. Оценка надежности проводится по средней продолжительности безотказной работы приборов. Показатели надежности определяются разработчиками и заводом-изготовителем на образцах опытно-промышленной партии. Гарантийный срок работы расходомеров и уровнемеров не менее 18 месяцев.

83. На ГЭС расходомеры устанавливаются с погрешностями, не превышающими приведенные ниже значения:

- 1) гидроагрегаты ГЭС
—
3%;
- 2) безнапорные водосливные отверстия
—
4%;
- 3) шлюзы и транспортные средства
—
5%;
- 4) напорные водосливные отверстия
—
6%.

84. Для выполнения требований расходомеры гидротурбин обеспечиваются с классом не ниже 2,0, а расходомеры для гидротехнических сооружений
—
2,5.

85. Элементы конструкции, материалы и детали, применяемые для изготовления прибора, применяются устойчивые к коррозии, колебания температуры, вибрации. Расходомеры, устанавливаемые на ГЭС сохраняются с постоянной работоспособностью при температуре воздуха до 65°С и относительной влажности до 98%.

86. Расходомеры и суммирующие устройства используются с выходным сигналом, который может подаваться на записывающие или общие суммирующие устройства и непосредственно в вычислительную машину для регистрации и обработки данных по расходу воды.

87. Расходомеры, предназначенные для учета расхода воды или управления режимами работы водохранилища, принимаются с периодичностью измерений от 5 до 10 минут.

88. Дополнительные погрешности, вызываемые изменением напряжения и частоты питающей сети, сильным магнитным полем в окружающем прибор пространстве уменьшаются за счет помехозащитных устройств до значений, обеспечивающих получение результата измерения в допустимых пределах погрешности.

89. Метрологические характеристики расходомеров

—
время прохождения указателем всей шкалы (быстродействие), вид диаграммы, скорость вращения диаграммного диска или ленты, габаритные размеры прибора и его внешнее оформление - устанавливаются по способу удобства проведения измерений.

Приложение 4
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода сорбентов на тепловых электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода сорбентов на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и применяется для расчета норм расхода сорбентов, используемых в сорбционных фильтрах в технологических схемах очистки сточных вод на тепловых электростанциях

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) сорбент - твердые тела или жидкости, избирательно поглощающие из окружающей среды газы, пары или растворенные вещества;

2) сорбат

—
поглощенное сорбентом вещество;

3) активированный уголь

—
пористое вещество, которое получают из различных углеродосодержащих материалов органического происхождения, применяемое для очистки, разделения и извлечения различных веществ из окружающей среды;

4) промышленные сточные воды - воды, использованные на производственные нужды и загрязненные примесями.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методичках, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Расчет норм расхода сорбентов на тепловых электростанциях

3. Расчет норм расхода сорбентов для обработки сточных вод в настоящей Методике, производится с целью максимального обеспечения степени очистки сточной воды, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

4. Расчет норм произведен на основе выявления эффективности процесса сорбции определяемого:

- 1) структурой сорбента;
- 2) химической природой и концентрацией загрязнений;
- 3) температурой;
- 4) активной реакцией среды.

5. Повышение температуры снижает степень сорбции, снижение величины кислотности вызывает увеличение сорбции органических веществ сточных вод.

6. Эффективными сорбентами для удаления из воды растворенных органических веществ являются активированные угли, эффективность которых определяется наличием в них микропор.

7. Адсорбционные свойства активированных углей, в соответствии с физическими свойствами зависят от структуры пор и их размера, подразделяемого на три вида:

- 1) макропоры
—
0,1-2 микрометров (далее
—
мкм);
- 2) переходные
—
0,004-0,1 мкм;
- 3) микропоры
—
0,004 мкм.

8. Суммарный объем микропор является основной характеристикой каждой марки активированного угля.

9. Активированные угли адсорбируют органические вещества не природного происхождения на стадии глубокой очистки сточных вод при снижении концентрации органических соединений до 90-99%.

10. Суммарный объем микропор определяется для каждой марки активированных углей по формуле:

$$\sum V = \frac{m_1 - m}{m \cdot \rho}$$

(1)

где m_1 - масса сухого угля, грамм (далее

—

г);

m - масса влажного угля, г;

ρ

- плотность воды, грамм/кубический сантиметр (далее - г/см³), плотность воды, принимают равной 1 г/см³ для любой воды при температуре до 35 градусов Цельсия (далее - °С).

11. При добавлении окислителей (озона или хлора) перед подачей воды на угольные фильтры увеличивается срок службы активированного угля до его замены, улучшается качество очищенной воды и проводится очистка от соединений азота.

12. Адсорбционные свойства сорбента, на основе которых проводится расчет норм расхода, определяются изотермой сорбции в соответствии с рисунком согласно приложению 1 к настоящей Методике.

13. Удельная адсорбция с учетом слабо концентрированного раствора сточных вод определяется по формуле:

$$a = k_{\text{адс}}$$

.

$$C_{\text{равн}} \quad (2)$$

где a

—

удельная адсорбция, килограмм/килограмм (далее - кг/кг);

$$k_{\text{адс}}$$

—

адсорбционная константа распределения сорбата между сорбентом и раствором, ее величина зависит от температуры и принимается в соответствии с физическими условиями применяемого сорбента;

$$C_{\text{равн}}$$

—

равновесная концентрация адсорбируемого из раствора вещества на сорбенте, задается по условиям очистки воды, кг/кг.

14. Разность концентраций растворенного вещества в поверхностном слое и в таком же слое внутри объема раствора, принимается за поверхностный избыток этого вещества.

15. Для поверхностно-активных веществ разность концентраций растворенного вещества в поверхностном слое и в таком же слое внутри объема раствора больше нуля

16. С увеличением концентрации раствора разность концентраций достигает предельного значения.

17. Оптимальная скорость адсорбционной очистки сточных вод принимается равной $w = 1,8$ метр/час (далее м/ч), при диаметре зерен $d_3 = 2,5$ миллиметров (далее мм).

18. Количество вещества, задерживаемого при сорбции, определяется по формуле:

$$V = (H$$

$h)$

F

$$a_d \quad (3)$$

где h

эмпирическая константа, принимается равной 0,089 в соответствии с техническими условиями адсорбентов, применяемых в фильтрах доочистки сточных вод;

F

площадь фильтра, квадратный метр (далее - м²);

a_d

динамическая активность сорбента, принимается в соответствии с данными заводов

изготовителей сорбентов или на основе лабораторных анализов, килограмм/кубический метр (далее - кг/м³).

19. Количество сорбента определяется по формуле:

$$m = \frac{Q \cdot (C_n - C_{равн})}{k_{adc} \cdot C_{равн}}$$

(4)

где $C_{равн}$

равновесная концентрация адсорбируемого из раствора вещества на сорбенте, задается по условиям очистки воды, кг/кг.

20. Концентрация сорбата из расчета вводимого количества сорбента в сточной воде при одноступенчатой схеме сорбции определяется по формуле:

$$C_{1к} = \frac{Q \cdot C_n}{Q + k_{adc} \cdot m} \quad (5)$$

где Q

количество обрабатываемых сточных вод, кубический метр (далее - m^3);

C_n

начальная концентрация загрязнений, кг/кг;

C_k

конечная концентрация загрязнений, кг/кг;

k_{adc}

адсорбционная константа распределения сорбента между сорбентом и раствором, зависит от температуры и применяется для сточных вод при температуре менее 20 градусов Цельсия (далее

0C) 1,2 при температуре 20^0C и более 1,4;

m

количество сорбента, килограмм (далее

кг).

21. Концентрация сорбата из расчета вводимого количества сорбента в сточной воде с последовательным введением сорбента при двухступенчатой очистке определяется по формуле:

$$C_{2к} = \frac{Q \cdot C_n}{Q + k_{adc} \cdot m_2} \cdot C_{1к} = \left(\frac{Q}{Q + k_{adc} \cdot m_2} \right)^2 \cdot C_n \quad (6)$$

где $C_{2к}$

—
концентрация сорбента после второй ступени, кг/м³;

m_2

—
количество вводимого сорбента, кг.

22. При числе ступеней n концентрация сорбата из расчета вводимого количества сорбента после очистки определяется по формуле:

$$C_{нк} = \left(\frac{Q}{Q + k_{adc} \cdot m_2} \right)^n \cdot C_n$$

(7)

23. Доза сорбента, вводимого в каждую ступень m_n , рассчитывается по формуле:

$$m_n = \frac{Q}{k_{adc}} \cdot n \sqrt{\frac{C_n}{C_{нк}} - 1}$$

(8)

24. Норма расхода сорбента определяется по формуле:

$$m = n m_n$$

(9)

где n - число ступеней очистки.

25. Расчет расхода сорбентов производится в соответствии с характеристиками сорбентов, представленными в таблице согласно приложению 2 к настоящей Методике.

Приложение 1
к Методике расчета норм
расхода сорбентов на тепловых
электростанциях

Рисунок 1. Изотерма сорбции

константы:											
$W_1, \text{ см}^3/\text{г}$	0,17	0,20	0,3	0,25-0,30	0,23	0,12	0,22-0,27	0,3	0,45-0,56	-	-
$W_2, \text{ см}^3/\text{г}$	0,64	0,13 0,67 2,5	0,7-0,8	0,7-0,8	0,7	1,08	0,55-0,7	0,7-0,8	0,6-0,85	-	-
$B_1, 10^6 \text{ град}^{-2}$											
$B_2, 10^6 \text{ град}^{-2}$											
Влажность, %	10	5	5	5	10	10	10	15	8	-	-
Прочность на истирание, %	70	75	75	75	90		70	90	70	-	-

Приложение 5
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода материалов перегородок на ремонт аэрожелобов и пневмоаппаратов для транспорта золы

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов перегородок на ремонт аэрожелобов и пневмоаппаратов для транспорта золы (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для расчета норм расхода материалов на воздухораспределительные перегородки аэрожелобов, пневмоаппаратов (пневмослоевых затворов, пневмослоевых переключателей) и пневмозолораспределителей (систем пневмозолоудаления, работающих на принципе псевдооживления слоя золы в непрерывном режиме при эвакуации и пневмотранспорте золы из бункеров сухих золоуловителей тепловых электростанций (далее – ТЭС)).

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

- 1) аэрожелоб

пневматическое устройство, используемое для транспортировки сухих порошковых материалов;

2) пневмоаппарат

пневмоустройство, предназначенное для управления потоком рабочей среды.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Материалы перегородок на ремонт аэрожелобов и пневмоаппаратов для транспорта золы

3. Воздухораспределительная перегородка предназначена для равномерного распределения воздуха по всей длине аэрожелоба для обеспечения эффективного псевдооживления золы по всей длине аэрожелоба и применяется согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрированный в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее - Правила технической эксплуатации ТЭС).

В качестве перегородки используются материалы:

1) хлопчатобумажная транспортерная лента двухслойная или четырехслойная в соответствии с требованиями применения для аэрожелобов в соответствии с ГОСТ 332-91 "Межгосударственный стандарт. Ткани хлопчатобумажные и смешанные суровые фильтровальные";

2) ткань стеклянная фильтровальная для аэрожелобов в соответствии с требованиями для фильтрованных тканей, предназначенных для фильтрации нейтральных, слабощелочных, кислых жидких и газообразных сред при температуре не выше 350 градусов Цельсия (далее -

С) в соответствии с ГОСТ 10146-74 "Межгосударственный стандарт. Ткани фильтрованные из стеклянных крученых комплексных нитей. Технические условия";

3) ткань лавсановая фильтровальная термообработанная в соответствии с требованиями к фильтровальным тканям из полиэфирных комплексных нитей, предназначенных для применения в угольной, энергетической промышленности;

4) бельтинг хлопчатобумажный фильтровальный саржевого плетения, в соответствии с требованиями к суровым хлопчатобумажным и смешанным суровым фильтровальным тканям, применяемым в различных отраслях промышленности при фильтровании растворов в качестве фильтровального материала;

5) сетка проволочная тканная фильтровальная полотняного, саржевого или двойного саржевого плетения для аэрожелобов типов П80, П90, П100, П120, С80, С90, С100, С120, СД80, СД120, СД160 в соответствии с требованиями к проволочным,

тканым сеткам из низкоуглеродистой и высоколегированной стали, цветных металлов и сплавов, предназначенная для фильтрации, обезвоживания и сушки согласно ГОСТ 3187-76 "Межгосударственный стандарт. Сетки проволочные тканые фильтровые. Технические условия";

б) рукав негерметичный, в соответствии с техническими условиями для металлорукавов, при транспортировании порошкообразных и сыпучих веществ.

4. Натуральные и искусственные тканые материалы взаимозаменяемы. Сетка фильтровальная предназначена для защиты тканых материалов от механических повреждений, прогаров и снижения абразивного износа.

Глава 3. Расчет норм расхода материалов перегородок на ремонт аэрожелобов и пневмоаппаратов для транспорта золы

5. Расчет норм расхода материалов перегородок на ремонт аэрожелобов и пневмоаппаратов для транспорта золы производится с учетом годовой потребности на ремонт аэрогравитационного пневмотранспортного оборудования систем пневмозолоудаление (далее

ПЗУ) ТЭС.

6. Годовая норма расхода относится ко всему комплексу аэрожелобов и пневмоаппаратов, входящих в состав системы ПЗУ.

7. Нормы рассчитываются на полную замену вышедшего из строя материала воздухораспределительной перегородки аэрожелоба или пневмоаппарата.

8. Нормы расхода материалов на ремонт устанавливаются на год эксплуатации и определяются на основании Правил технической эксплуатации ТЭС в оптимальных режимах, регламентированных паспортами, инструкциями и режимными картами заводов-изготовителей и пусконаладочных организаций.

9. Расчетный полный расход материала перегородки на ремонт аэрожелобов системы ПЗУ, определяется по формуле:

$$M_a = m_a \cdot L_B + n_a \cdot c$$

(1)

где M_a - полный годовой расход материалов на ремонт перегородки комплекса аэрожелобов, метр/год, (далее - м/год);

m_a - удельный расход материала на ремонт аэрожелобов одного типоразмера, м/год, принимаемый в соответствии с техническими условиями используемых материалов перегородок на ремонт аэрожелобов и пневмоаппаратов для транспорта золы;

L_B - суммарная длина воздухоподводящих камер аэрожелобов всех типоразмеров, метр (далее

М);

n_a - общее число аэрожелобов всех типоразмеров, штук;

c - дополнительная длина материала перегородки, необходимая для закрепления перегородки на воздухоподводящей камере аэрожелоба и равная 1 м.

Приложение 6
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для расчета норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений, эксплуатируемых на блочных щитах управления или в изолированных щитовых помещениях тепловых электростанций.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) текущий ремонт

ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и восстановлении отдельных частей;

2) капитальный ремонт

ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного восстановления ресурса изделия с заменой и восстановлением любых его частей, включая базовые;

3) запасная часть

составная часть изделия, предназначенная для замены, находившейся в эксплуатации такой же части с целью поддержания и восстановления исправности или работоспособности изделия.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Расчет норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях

3. При учете запыленности, загрязненности и вибрации, узлы и детали имеют большой износ, нормы для приборов, установленных на местных щитах управления или вблизи действующего оборудования применяются с коэффициентом, согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859):

- 1) 1,4 - для электростанций, работающих на пылеугольном топливе;
- 2) 1,25 - для электростанций, работающих на газомазутном топливе.

4. Расчет норм расхода по прибору и устройству (H_i) распространяется на все приборы средств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях и определяется по формуле:

$$H_i = H_i^a \cdot K_a$$

(1)

где

H_i^a

— норма расхода i -го материала или запасной части на прибор или устройство, входящее в группу;

K_a

— коэффициент, характеризующий отношение выбранного параметра данного прибора или устройства к параметру представителя.

5. Нормы расхода запасных частей на ремонт приборов и преобразователей для измерения температуры включаются нормы расхода на 100 изделий при текущем и капитальном ремонте для:

- 1) термометров манометрических;
- 2) преобразователей измерительных.

6. Нормы расхода запасных частей на ремонт приборов и преобразователей для измерения температуры принимаются в соответствии с таблицами 1, 2, 3 согласно приложению 1 к настоящей Методике.

7. Нормы расхода запасных частей на ремонт приборов для измерения и регулирования давления, перепада давления и разрежения включаются нормы расхода на 100 изделий при текущем и капитальном ремонте для:

- 1) преобразователей давления;
- 2) манометров, вакуумметров, мановакуумметров различных типов и видов;
- 3) тягомеров, напорометров, тягонапорометров.

8. Нормы расхода запасных частей на капитальный ремонт приборов для измерения и регулирования давления, перепада давления и разрежения принимаются в соответствии с таблицами 1-39 согласно приложению 2 к настоящей Методике.

9. Нормы расхода запасных частей приборов для определения состава и свойств газов и жидкостей включаются нормы расхода на 100 изделий при текущем и капитальном ремонте для:

- 1) автоматических газоанализаторов;
- 2) газоанализаторов водорода;
- 3) газоанализаторов на кислород;
- 4) газоанализаторов термохимических;
- 5) солемеров;
- 6) индикаторов содержания солей в паре;
- 7) преобразователей промышленных.

10. Нормы расхода запасных частей приборов для определения состава и свойств газов и жидкостей принимаются в соответствии с таблицами 1-8 согласно приложению 3 к настоящей Методике.

11. В нормы расхода запасных частей вторичных приборов включаются нормы расхода на 100 изделий при текущем и капитальном ремонте для:

- 1) мостов уравновешенных;
- 2) потенциометров;
- 3) приборов

регистраторов;

- 4) приборов многоточечного контроля.

12. Нормы расхода запасных частей вторичных приборов принимаются в соответствии с таблицами 1-21 согласно приложению 4 к настоящей Методике.

13. Нормы расхода запасных частей на приборы и устройства регулирования технологических процессов включаются нормы расхода на 100 изделий при текущем и капитальном ремонте для:

- 1) приборов регулирующих;
- 2) приборов корректирующих;
- 3) блоков регулирующих релейных;
- 4) блоков регулирующих аналоговых;

- 5) импульсаторов;
- 6) блоков измерительных для токовых сигналов;
- 7) блоков суммирования токовых сигналов;
- 8) блоков ограничения;
- 9) блоков дифференцирования;
- 10) блоков динамического преобразования;
- 11) преобразователей аналого-релейных;
- 12) блоков согласующих приставок;
- 13) блоков сигнализации;
- 14) блоков вычислительных операций;
- 15) блок селектирования;
- 16) блоков нелинейных преобразований;
- 17) блоков прецизионного интегрирования;
- 18) блоков регулирующих импульсных;
- 19) блоков кондуктивного разделения и суммирования;
- 20) блоков сравнения четырех токовых сигналов;
- 21) устройств регулирующих;
- 22) регулирующих и корректирующих приборов;
- 23) устройство задающих;
- 24) размножителей сигналов;
- 25) индикаторов положения;
- 26) блоков управления релейного регулятора;
- 27) исполнительных механизмов;
- 28) пускателей;
- 29) датчиков реле давления;
- 30) датчиков реле протока;
- 31) датчиков напора;
- 32) реле уровня полупроводниковых

14. Нормы расхода запасных частей на приборы и устройства регулирования технологических процессов принимаются в соответствии с таблицами 1-45 согласно приложению 5 к настоящей Методике.

Приложение 1
к Методике расчета норм
расхода запасных
частей на капитальный ремонт
средств тепловой
автоматики и измерений
на тепловых электростанциях

Нормы расхода запасных частей на ремонт приборов и преобразователей для измерения температуры

Таблица 1.

Термометры манометрические типа ТСМ-100 и ТСМ-200

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Термобаллон	1	1	2	
2	Стрелка	1	-	3	
3	Механизм исполнительный	1	1	3	
4	Колодка переходная	1	1	4	
5	Циферблат	1	-	2	ТСМ-200
6	Циферблат	1	1	5	ТСМ-100
7	Щетка	2	-	2	
8	Щеткодержатель	1	1	4	
9	Пружина трубчатая	1	1	3	
10	Подпятник	1	1	4	
11	Поводок	1	1	3	
12	Заглушка	2	1	6	
13	Кронштейн	1	1	4	
14	Корпус	1	-	2	
15	Скоба	1	1	4	
16	Держатель провода	1	1	4	
17	Сборка поводка	1	1	3	
18	Сборка кожуха	1	-	2	
19	Головка приемника	2	2	6	
20	Прокладка	2	2	6	
21	Крышка	1	-	3	
22	Скоба	1	1	4	
23	Прижим	1	1	4	
24	Стрелка	1	1	3	
25	Поводок	1	1	3	
26	Пружина	1	1	3	

Таблица 2.

Термометры манометрические типа ТПП-СК и ТПГ-СК

--	--	--	--	--

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Термосистема	1	22	89	ТПП-СК
2	Термосистема	1	22	89	ТПП-СК
3	Механизм	1	2	10	
4	Электроконтакт	1	3	10	
5	Поводок	1	-	2	
6	Поводок	1	-	2	
7	Ползун	1	1	5	
8	Стекло	1	-	1	
9	Стрелка	1	1	3,5	
10	Тяга	1	2	6	
11	Винт	1	-	1,5	
12	Б л о к сигнальный контактный БСК -220		2	10	
13	Колодка	1	-	1	

Таблица 3.

Преобразователи измерительные типа НП-ТЛ1-М, НП-СЛ1-М

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Блок	1	1	3	
2	Блок	1	1	3	
3	Блок	1	1	3	
4	Блок	1	-	2	
5	Блок	1	-	2	
6	Блок	1	-	2	
7	Блок	1	1	3	
8	Блок	1	-	2	

Приложение 2
к Методике расчета норм
расхода запасных
частей на капитальный ремонт
средств тепловой
автоматики и измерений
на тепловых электростанциях

Нормы расхода запасных частей на капитальный ремонт приборов для измерения и регулирования давления, перепада давления и разрежения

Таблица 1

Преобразователь давления типа МЭД взаимозаменяемый моделей 22364 и 22365

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Узел сердечника	1	2	10	МЭД 22365, 22364
2	Сборка катушки дифференциального трансформатора	1	1	3	МЭД 22365
3	Сборка катушки дифференциального трансформатора	1	1	3	МЭД 22364

Таблица 2

Манометр пружинный электрический беспкальный типа МПЭ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в 1 изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Пружина манометрическая	1	-	1	
2	Плунжер	1	-	0,5	
3	Преобразователь	1	-	1	
4	Катушка	1	4	10	
5	Усилитель полупроводниковый	1	-	0,5	
6	Катушка	1	4	10	
7	Трансформатор	1	-	0,5	
8	Штуцер	1	-	0,5	
9	Плата	1	-	1	

Таблица 3

Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие серии ОБМ1-100, ОБМ1-100б, ОБВ1-100, ОБВ1-100б, ОБМВ1-100 и ОБМВ1-100б

--	--	--	--	--	--

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Стрелка	1	2	5	
2	Механизм	1	-	2	ОБВ1
3	Механизм	1	-	2	ОБМ1, ОБМВ1 с бортом
4	Механизм	1	-	2	
5	Корпус (узел)	1	-	1	
6	Держатель (узел)	1	-	2	
7	Сектор (узел)	1	2	5	
8	Циферблат	1	2	5	ОБВ1
9	Циферблат	1	2	5	ОБМ1
10	Циферблат	1	2	5	ОБМВ1
11	Спираль	1	5	10	
12	Пружина	1	1	3	
13	Обечайка	1	-	2	
14	Корпус	1	-	1	ОБМВ1 без борта
15	Плата нижняя	1	1	5	
16	Плата верхняя	1	1	5	
17	Стойка	1	1	3	
18	Наконечник	1	1	3	
19	Держатель	1	1	3	
20	Колонка	2	2	10	
21	Ползунок	1	2	5	
22	Ось	1	1	5	
23	Ось-винт	1	1	5	
24	Тяга	1	1	5	ОБВ1
25	Упор	1	1	5	ОБМ1, ОБВ1
26	Трибка	1	-	3	
27	Сектор	1	2	5	
28	Стекло	1	5	10	
29	Винт	1	1	5	
30	Шайба	1	1	5	
31	Штифт	1	5	10	В наконечник
32	Штифт	1	5	10	В колонку
33	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 4

Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие серии ОБМ1-160, ОБМ1-160Б, ОБВ1-160, ОБВ1-160Б, ОБМВ1-160 и ОБМВ1-160Б

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Стрелка	1	2	5	
2	Механизм	1	-	2	ОБМ1
3	Механизм	1	-	2	ОБМ1, ОБМВ1
4	Корпус	1	-	1	С бортом
5	Держатель	1	-	2	
6	Сектор (узел)	1	2	5	
7	Циферблат	1	2	5	ОБВ
8	Циферблат	1	2	5	ОБМ1
9	Циферблат	1	2	5	ОБМВ1
10	Спираль	1	5	10	
11	Пружина	1	1	3	
12	Обечайка	1	-	2	
13	Корпус	1	-	1	Без борта
14	Плата нижняя	1	1	5	
15	Плата верхняя	1	1	5	
16	Стойка	1	1	3	
17	Наконечник	1	1	3	
18	Держатель	1	1	3	
19	Колонка	2	2	10	
20	Ползунок	1	2	5	
21	Ось	1	2	5	
22	Ось-винт	1	1	5	
23	Тяга	1	1	5	
24	Упор	1	1	5	ОБМ1, ОБВ1
25	Трибка	1	-	3	
26	Сектор	1	2	5	
27	Стекло	1	5	10	
28	Винт	1	2	5	
29	Шайба	1	2	5	
30	Штифт	1	5	10	
31	Штифт	1	5	10	
32	Штифт	1	5	10	

Таблица 5

Манометры показывающие, серии ОБМГн1-100 и ОБМГн1-100Б

--	--	--	--	--	--

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Стрелка	1	2	5	
2	Механизм	1	-	2	
3	Корпус (узел)	1	-	1	С бортом
4	Держатель (узел)	1	-	2	
5	Сектор	1	2	5	
6	Циферблат	1	2	5	
7	Спираль	1	5	10	
8	Пружина	1	1	3	
9	Обечайка	1	-	2	
10	Корпус	1	-	1	Без борта
11	Плата нижняя	1	1	5	
12	Плата верхняя	1	1	5	
13	Стойка	1	1	3	
14	Держатель	1	-	3	
15	Колонка	2	2	10	
16	Ползунок	1	2	5	
17	Ось	1	2	5	
18	Ось-винт	1	1	5	
19	Тяга	1	1	5	
20	Упор	1	1	5	
21	Трибка	1	-	3	
22	Сектор	1	2	5	
23	Стекло	1	5	10	
24	Шайба	1	1	5	
25	Винт	1	1	5	
26	Штифт	1	5	10	В наконечник
27	Штифт	1	5	10	В колонку
28	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 6

Манометры показывающие серии ОБМГн1-160 и ОБМГн1-160Б

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Стрелка	1	2	5	
2	Механизм	1	-	2	

3	Корпус (узел)	1	-	1	С бортом
4	Держатель (узел)	1	-	2	
5	Сектор (узел)	1	2	5	
6	Циферблат	1	2	5	
7	Спираль	1	5	10	
8	Пружина	1	1	3	
9	Обечайка	1	-	2	
10	Корпус	1	-	1	Без борта
11	Плата верхняя	1	1	5	
12	Плата нижняя	1	1	5	
13	Стойка	1	-	3	
14	Колонка	2	2	10	
15	Ползунок	1	2	5	
16	Ось	1	2	5	
17	Ось-винт	1	1	5	
18	Тяга	1	1	5	
19	Упор	1	1	5	
20	Трибка	1	-	3	
21	Сектор	1	2	5	
22	Стекло	1	5	10	
23	Винт	1	1	5	
24	Шайба	1	1	5	
25	Штифт	1	5	10	В наконечник
26	Штифт	1	5	10	В колонку
27	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 7

Манометры показывающие серии ОБМГв1-160 и ОБМГв1-160Б

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Стрелка	1	2	5	
2	Механизм	1	-	2	
3	Корпус (узел)	1	-	1	С бортом
4	Держатель	1	-	2	
5	Сектор (узел)	1	2	5	
6	Циферблат	1	2	5	
7	Спираль	1	5	10	
8	Обечайка	1	-	2	
9	Корпус	1	-	1	Без борта

10	Плата нижняя	1	1	5	
11	Плата верхняя	1	1	5	
12	Стойка	1	1	3	
13	Колонка	2	2	10	
14	Ползунок	1	2	5	
15	Ось	1	2	5	
16	Ось-винт	1	1	5	
17	Тяга	1	1	5	
18	Упор	1	1	5	
19	Трибка	1	-	3	
20	Сектор	1	2	5	
21	Стекло	1	5	10	
22	Винт	1	1	5	
23	Шайба	1	1	5	
24	Штифт	1	5	10	В наконечник
25	Штифт	1	5	10	В колонку
26	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 8

Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие серии МОШ1-100, ВОШ1-100 и МВОШ1-100

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Стрелка	1	2	5	
2	Механизм	1	-	2	вош
3	Механизм	1	-	2	мош, мвош
4	Держатель (узел)	1	-	2	
5	Сектор (узел)	1	2	5	
6	Циферблат	1	2	5	вош
7	Циферблат	1	2	5	мош
8	Циферблат	1	2	5	МВОШ
9	Спираль	1	5	10	
10	Пружина	1	1	3	
11	Корпус	1	-	1	
12	Плата нижняя	1	1	5	
13	Плата верхняя	1	1	5	
14	Стойка	1	1	3	
15	Наконечник	1	1	3	
16	Держатель	1	1	3	

17	Колонка	2	2	10	
18	Ползунок	1	2	5	
19	Кольцо	1	-	1	
20	Ось	1	2	5	
21	Ось-винт	1	2	5	
22	Тяга	1	2	5	
23	Тяга	1	2	5	вош
24	Упор	1	1	5	мош, вош
25	Трибка	1	-	3	
26	Сектор	1	2	5	
27	Стекло	1	5	10	
28	Шайба	1	2	5	
29	Тяга	1	5	10	В наконечник
30	Тяга	1	5	10	В колонку
31	Тяга	1	5	10	В трибку

Таблица 9

Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие серии МОШ1-160, ВОШ1-160 и МВОШ1-160

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Стрелка	1	2	5	
2	Механизм	1	-	2	вош
3	Механизм	1	-	2	мош, мвош
4	Держатель (узел)	1	-	2	
5	Сектор (узел)	1	2	5	
6	Циферблат	1	2	5	вош
7	Циферблат	1	2	5	мош
8	Циферблат	1	2	5	мвош
9	Спираль	1	5	10	
10	Пружина	1	1	3	
11	Плата нижняя	1	1	5	
12	Плата верхняя	1	1	5	
13	Корпус	2	-	2	
15	Стойка	1	1	3	
16	Наконечник	1	1	3	
17	Колонка	2	3	10	
18	Держатель	1	1	3	
19	Ползунок	1	2	5	

20	Кольцо	1	-	1	
21	Ось	1	2	5	
22	Ось-винт	1	2	5	
23	Тяга	1	2	5	
24	Упор	1	1	5	мош вош
25	Трибка	1	-	3	
26	Сектор	1	2	5	
27	Стекло	1	5	10	
28	Шайба	1	2	5	
29	Штифт	1	5	10	В наконечник
30	Штифт	1	5	10	В колонку
31	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 10

Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие сигнализирующие серии МП4, ВП4 и МВП4

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Механизм	1	2	10	МВП4-V
2	Электроконтакт	1	2	10	МП4, ВП4, ВП4-III
3	Датчик	1	1	3	МП4, ВП4, МВП4-V
4	Стрелка	1	1	3	МП4, ВП4
5	Стрелка	1	1	3	МП4-IV, МВП4
6	Стрелка	1	1	3	МП4-V, ВП4-V, МВП4-V
7	Плата нижняя	1	-	2	МП4, ВП4, МВП4-VI
8	Плата верхняя	1	-	2	МП4, ВП4, МВП4-VI
9	Колодка	1	-	2	МП4, ВП4, МВП4-VI
10	Держатель с наконечником	1	2	8	МП4, МП4-IV, ВП4
11	Держатель с наконечником	1	2	8	МП4-III, IV, V, VI
12	Трибка	1	1	4	МП4-VI
13	Сектор	1	1	3	МП4-VI
14	Сектор	1	1	3	МП4-VI, ВП4-VI, МВП4-IV

15	Винт	1	-	2	МП4, ВП4, МВП4-III-IV
16	Винт	1	-	2	МП4, ВП-4, МВП4-VI
17	Узел обратной связи	1	3	13	МП4, ВП4, МВП4-V
18	Механизм	1	2	10	ВП4-III, ВП4-IV
19	Б л о к сигнальный контактный БСК -220	1	15	60	МП4, ВП4 МВП4-III
20	Стрелка	1	-	3	МП4, ВП4, МВП4 - III-IV
21	Рычаг	1	-	3	МП4, ВП4, МВП4-VI
22	Поводок	1	-	1	МП4, ВП4, МВП4-IV
23	Поводок	1	-	1	То же
24	Поводок	1	-	1	МП4, ВП4, МВП4-III
25	Ползун	1	1	5	
26	Пружина	1	-	1	МП4, ВП4, МВП4-V
27	Пружина	1	-	1	МП4-V
28	Заслонка	1	1	3	МП4-V
29	Сопло	1	1	4	МП4-V
30	Стекло	1	-	2	МП4, ВП4, МВП4-IV
31	В и н т специальный	1	-	1,5	МП4, МП4-IV, ВП4, МВП4-III, IV
32	Винт	1	-	1,5	

Таблица 11

Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие электроконтактные типа ЭКМ-1У, ЭКВ-1У и ЭКМВ-1У

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Устройство контактное	1	-	2	
2	Колодка	1	-	2	
3	Стрелка	1	2	5	
4	Механизм	1	-	2	

5	Механизм	1	-	2	ЭКМ-1У, ЭКМВ-1У
6	Держатель (узел)	1	-	2	
7	Сектор (узел)	1	2	5	
8	Стекло	1	-	2	
9	Циферблат	1	2	5	ЭКВ-1У
10	Циферблат	1	2	5	ЭКМ-1У
11	Циферблат	1	2	5	ЭКМ-1У
12	Спираль	1	5	10	
13	Пружина	1	1	3	
14	Крышка	1	-	5	
15	Корпус	1	-	1	
16	Плата нижняя	1	2	5	
17	Плата верхняя	1	2	5	
18	Стойка	1	1	3	
19	Наконечник	1	1	3	
20	Держатель	1	1	3	
21	Колонка	2	2	10	
22	Ползунок	1	2	5	
23	Кольцо	1	-	2	экв-1У, ЭКМВ-1У
24	Ось	1	2	5	
25	Ось-винт		2	5	
26	Тяга	1	2	5	
27	Упор	1	2	5	
28	Трибка	1	1	3	
29	Сектор	1	2	5	
30	Стекло	1	-	2	
31	Винт 5x8	1	2	5	
32	Винт 3x8	1	2	5	
33	Винт 4x8	1	2	5	
34	Винт М3x25	1	2	5	
35	Винт М5x18	2	2	4	
36	Шайба	1	2	5	
37	Штифт	1	5	10	В наконечник
38	Штифт	1	5	10	В колонку
39	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 12

Электроконтактный манометр показывающий типа ЭКМ-2У с пределом измерений от 160 до 600 кгс/см²

--	--	--	--	--	--

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Устройство контактное	1	-	2	
2	Устройство контактное	1	-	2	
3	Стрелка	1	2	5	
4	Механизм	1	-	2	
5	Держатель (узел)	1	-	2	
6	Сектор	1	2	5	
7	Стекло (узел)	1	-	2	
8	Циферблат	1	2	5	
9	Спираль	1	5	10	
10	Пружина	1	-	2	
11	Корпус	1	-	1	
12	Плата нижняя	1	2	5	
13	Плата верхняя	1	2	5	
14	Стойка	1	-	3	
15	Держатель	1	-	2	
16	Колонки	2	3	10	
17	Ползунок	1	2	5	
18	Кольцо	1	-	2	
19	Ось	1	2	5	
20	Ось-винт	1	2	5	
21	Тяга	1	2	5	
22	Упор	1	2	5	
23	Стекло	1	-	2	
24	Держатель	1	-	2	
25	Трибка	1	1	3	
26	Сектор	1	2	5	
27	Штифт	1	5	10	В наконечник
28	Штифт	1	5	10	В колонку
29	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 13

Манометр показывающий электроконтактный типа ЭКМ-2У с пределом измерений - 1000 и 1600 кгс/см²

№ п/п	Наименование детали (узла)	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание

1	2	Количество деталей в одном изделии, штук	текущем		6
			4	капитальном 5	
1	Устройство контактное	1	-	2	
2	Стрелка	1	2	5	
3	Механизм	1	-	2	
4	Держатель	1	-	2	
5	Сектор	1	2	5	
6	Стекло (узел)	1	-	2	
7	Стекло	1	1	2	
8	Циферблат	1	2	5	
9	Спираль	1	5	10	
10	Корпус	1	-	1	
11	Плата нижняя	1	2	5	
12	Плата верхняя	1	2	5	
13	Стойка	1	-	3	
14	Колонка	2	3	10	
15	Ползунок	1	2	5	
16	Кольцо	1	-	2	
17	Ось	1	2	5	
18	Ось-винт	1	2	5	
19	Тяга	1	2	5	
	Упор	1	2	5	
20	Трибка	1	1	3	
21	Сектор	1	2	5	
22	Шайба	1	2	5	
23	Штифт	1	5	10	В наконечник
24	Штифт	1	5	10	В колонку
25	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 14

Манометр, вакуумметр и мановакуумметр показывающий электроконтактный типа ВЭ-16Р6 с пределом измерений до 100 кгс/см²

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	Устройство контактное	1	-	2	
2	Стрелка	1	2	5	
3	Механизм	1	-	2	Вакуумметр

4	Механизм	1	-	2	
5	Держатель (узел)	1	1	2	
6	Сектор	1	2	5	
7	Стекло	1	1	2	
8	Клемма	3	-	3	
9	Циферблат	1	2	5	Вакуумметр
10	Циферблат	1	2	5	Манометр
11	Циферблат	1	2	5	Мановакуумметр
12	Спираль	1	5	10	
13	Крышка	1	-	1	
14	Плата нижняя	1	2	5	
15	Плата верхняя	1	2	5	
16	Стойка	1	1	3	
17	Корпус с основанием	1	-	1	
18	Наконечник	1	-	2	
19	Держатель	1	-	2	
	Колонка	2	3	10	
20	Ползунок	1	2	5	
21	Ось	1	2	5	
22	Ось-винт	1	2	5	
23	Тяга	1	2	5	
24	Упор	1	2	5	
25	Трибка	1	-	3	
26	Сектор	1	2	5	
27	Винт	6	3	6	
28	Шайба	1	2	5	
29	Штифт	1	5	10	В наконечник
30	Штифт	1	5	10	В колонку
31	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 15

Манометр показывающий электроконтактный типа ВЭ-16РБ с пределом измерений от 160 до 600 кгс/см²

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Устройство контактное	1	-	2	

2	Стрелка	1	1	5	
3	Механизм	1	-	2	
4	Держатель (узел)	1	1	2	
5	Сектор	1	-	5	
6	Стекло	1	1	2	
7	Клемма	3	1	3	
8	Циферблат	1	1	5	
9	Спираль	1	2	10	
10	Крышка	1	-	1	
11	Плата нижняя	1	1	5	
12	Плата верхняя	1	1	5	
13	Стойка	1	1	3	
14	Колонка	2	2	10	
15	Ползунок	1	1	5	
16	Ось	1	1	5	
17	Ось-винт	1	1	5	
18	Тяга	1	1	5	
19	Упор	1	1	5	
20	Трибка	1	1	3	
21	Сектор	1	1	5	
22	Корпус с основанием	1	-	1	
23	Стекло	1	1	2	
24	Винт	6	1	6	
25	Шайба	1	1	5	
26	Штифт	1	5	10	В наконечник
27	Штифт	1	5	10	В колонку
28	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 16

Манометр показывающий электроконтактный типа ВЭ-16Рб с пределом измерений 1000 и 1600 кгс/см²

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Устройство контактное	1	-	2	
2	Стрелка	1	1	5	
3	Механизм	1	-	2	

4	Держатель (узел)	1	1	2	
5	То же (узел)	1	1	2	
6	Сектор	1	1	5	
7	Стекло	1	1	2	
8	Клемма	1	1	3	
9	Циферблат	1	1	5	
10	Спираль	1	3	10	
11	Корпус	1	-	1	
12	Корпус с основанием	1	-	1	
13	Крышка	1	-	1	
14	Плата нижняя	1	1	5	
15	Плата верхняя	1	1	5	
16	Стойка	1	1	3	
17	Колонка	2	3	10	
18	Ползунок	1	1	5	
19	Ось	1	1	5	
20	Ось-винт	1	1	5	
21	Тяга	1	1	5	
22	Упор	1	1	5	
23	Трибка	1	1	3	
24	Сектор	1	1	5	
25	Шайба	1	1	5	
26	Винт	6	2	6	
27	Штифт	1	5	10	В наконечник
28	Штифт	1	5	10	В колонку
29	Штифт	1	5	10	В трибку

Таблица 17

Манометр типа МТС

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
2	Перо	5	2	10	
3	Пружина манометрическая	1	1	5	
4	То же	1	1	5	
5	Кривошип	1	-	1	

6	Механизм привода часовой МПЧ-24-3-1-АМ	1	2	8,5	МТС-712
7	Двигатель синхронный многополюсный ДСМ 1/300-П-220УЧ2	1	2	8,5	МТС-711
8	Зажим диаграммы	1	1	3	
9	Ось	1	-	1,3	
10	Перо	1	70	300	

Таблица 18

Манометр типа ММЭ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Коробка мембранная	1	-	1	
2	Кольцо 120-125-33-1	1	2	10	
3	Штуцер		-	0,5	
4	Преобразователь	1	2	10	
5	Катушка	1	2	10	
6	Трансформатор	1	-	0,5	
7	Усилитель полупроводниковый	1	-	0,5	
8	Плунжер	1	-	0,5	
9	Прокладка	1	4	15	

Таблица 19

Тягомер типа ДТ-2

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Катушка дифференциального трансформатора	1	-	1	
2	Мембрана	1	2	10	

Таблица 20

Тягомер, напоромер, тягонапоромер мембранный показывающий серии ТМП-52, НМП-52 и ТНМП-52

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Коробка мембранная	1	4	18	
2	Стрелка	1	6	24	
3	Ось	1	6	24	
4	Рычаг	1	7	29	
5	Винт	2	-	2	
6	Винт	1	-	2	
7	Винт	2	-	2	
8	Стекло	1	1	5	

Таблица 21

Манометр взаимозаменяемый типа ДМ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	160 кгс/см ²
2	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	250 кгс/см ²
3	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	400 кгс/см ²
4	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	630 кгс/см ²
5	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	1000 кгс/см ²
6	Б л о к мембранный (1	1	5	1600 кгс/м ²

	ДМ3564, ДМ3566)				
7	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	2500 кгс/м ²
8	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	0,4 кгс/см ²
9	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	0,63 кгс/см ²
10	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	1,0 кгс/см ²
11	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	1,6 кгс/см ²
12	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	2,5 кгс/см ²
13	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	4,0 кгс/см ²
14	Б л о к мембранный (ДМ3564, ДМ3566)	1	1	5	6,3 кгс/см ²
15	Узел плунжера	1	2	10	ДМ3564, ДМ3566
16	Клапан	2	5	20	ДМ3564, 3566, 23573, 23574
17	Клапан	2	2	10	ДМ3564, 3566, 23573, 23574
18	Б л о к мембранный (ДМ3577)	1	1	5	0,4 кгс/см ²
19	Б л о к мембранный (ДМ3577)	1	1	5	0,63 кгс/см ²
20	Б л о к мембранный (ДМ3577)	1	1	5	1,0 кгс/см ²

21	Б л о к мембранный (ДМ3577)	1	1	5	1,6 кгс/см ²
22	Б л о к мембранный (ДМ3577)	1	1	5	2,5 кгс/см ²
23	Б л о к мембранный (ДМ3577)	1	1	5	4,0 кгс/см ²
24	Б л о к мембранный (ДМ3577)	1	1	5	6,3 кгс/см ²
25	Плунжер	1	1	5	ДМ3577
26	Плунжер	2	5	20	ДМ22364, 22365
27	Клапан	2	5	20	ДМ3577, 28582
28	Б л о к мембранный ДМ23573, ДМ 23574	1	1	5	160 кгс/см ²
29	Б л о к мембранный ДМ23573, ДМ 23574	1	1	5	250 кгс/см ²
30	Б л о к мембранный ДМ23573, ДМ 23574	1	1	5	400 кгс/см ²
31	Б л о к мембранный ДМ23573, ДМ 23574	1	1	5	630 кгс/см ²
32	Плунжер	1	3	10	ДМ23573, 23574
33	Плунжер	1	1	5	1000 кгс/см ²
34	Плунжер	1	1	5	1600 кгс/см ²
35	Плунжер	1	1	5	2500 кгс/см ²
36	Плунжер	1	1	5	0,4 кгс/см ²
37	Плунжер	1	1	5	0,63 кгс/см ²
38	Плунжер	1	1	5	1,0 кгс/см ²
39	Плунжер	1	1	5	1,6 кгс/см ²
40	Плунжер	1	1	5	2,5 кгс/см ²
41	Плунжер	1	1	5	4,0 кгс/см ²
42	Плунжер	1	1	5	6,3 кгс/см ²
43	Плунжер	1	1	10	ДМ23582

44	Б л о к мембранный (ДМ23582)	1	1	5	0,4 кгс/см ²
45	Б л о к мембранный (ДМ23582)	1	1	5	0,63 кгс/см ²
46	Б л о к мембранный (ДМ23582)	1	1	5	1,0 кгс/см ²
47	Б л о к мембранный (ДМ23582)	1	1	5	1,6 кгс/см ²
48	Б л о к мембранный (ДМ23582)	1	1	5	2,5 кгс/см ²
49	Б л о к мембранный (ДМ23582)	1	1	5	4,0 кгс/см ²
50	Б л о к мембранный (ДМ23582)	1	1	5	6,3 кгс/см ²
51	Узел держателя с пружиной	1	2	10	ДМ3577, 23582
52	Сборка катушки дифференциаль н о г о трансформатора	1	-	3	ДМ23573, 23574
53	Сборка катушки дифференциаль н о г о трансформатора	1	-	3	ДМ23573, 23574
54	Сборка катушки дифференциаль н о г о трансформатора	1	-	3	ДМ23582
55	Сборка катушки дифференциаль н о г о трансформатора	1	-	3	ДМ23582
56	Сборка катушки дифференциаль н о г о трансформатора	1	-	3	Все модели
57	Клапан	2	4	20	ДМ3577, 23582

Таблица 22

Манометр типа ДМ 3537

			Норма расхода на 100 изделий при ремонте	
--	--	--	---	--

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
2	Б л о к мембранный 160, 250, 400, 630 кгс/см ²	1	7	30	
3	Б л о к мембранный 1000, 1600, 2500, 0,4 кгс/см ²	1	7	30	
4	Б л о к мембранный 0,63; 1,0; 1,6; 2,5 ; 4,0; 6,3 кгс/см ²	1	7	30	
5	Б л о к мембранный 0,016; 0,025; 0,04; 0,063 кгс/см ²	1	7	30	
6	Б л о к мембранный 0,1; 0,16; 0,25; 0,40; 0,63; 1,0; 1,6; 2,5 ; 4,0; 6,3 кгс/см ²	1	7	30	
7	Преобразователь дифтрансформаторный	1	2	10	
8	Преобразователь дифтрансформаторный	1	2	10	
9	Плунжер	1	2	10	
10	Плунжер	1	2	10	

Таблица 23

Манометр типа ДММ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Датчик индукционный	1	-	1	
2	Мембранный блок	1	2	10	
3	Мембранный блок	1	2	10	

4	Плунжер	1	-	2	
5	Клапан	2	-	2	
6	Клапан	2	-	2	

Таблица 24

Манометры типа ДМЭ и ДМЭР

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Коробка мембранная (рабочая)	1	-	1	
2	Коробка мембранная (компенсационная)	1	-	1	
3	Линза	1	-	0,1	
4	Плунжер	1	-	0,5	
5	Катушка	1	-	1	ДМЭ
6	Усилитель полупроводниковый	1	-	0,5	ДМЭР
7	Преобразователь	1	-	0,5	ДМЭ
8	Катушка	1	2	10	ДМЭР
9	Усилитель полупроводниковый	1	-	0,5	ДМЭ
10	Трансформатор	1	2	10	ДМЭР
11	Катушка	1	2	10	Дмэ
12	Кольцо уплотнительное	1	-	1	
13	Вентиль		2	9	
14	Усилитель полупроводниковый	1	-	0,5	

Таблица 25

Манометр типа ДСЭР

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Преобразователь	1	-	1	
2	Катушка	1	2	10	

3	Трансформатор	1	2	10	
4	Катушка	1	2	10	
5	Усилитель полупроводнико вый	1	-	0,5	
6	Плунжер	1	-	0,5	
7	Катушка	1	2	10	
8	Кольцо 060-065- 33-1 резина В-14	1	10	40	
9	Кольцо 018-022- 25-2 резина В-14	1	10	40	
10	Кольцо 150-000- 33-1 резина В-14	1	10	40	
11	Вентиль запорный	1	2	8,5	
12	Усилитель	1	-	5	
13	Головка вентильная	1	1	5	

Таблица 26

Манометры типа ДСП-778Н, ДСП-770Н, ДСП-781Н и ДСП-786Н

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Узел сильфона	1	5	20	
2	Вентиль запорный	3	2	9	
3	Б л о к сигнальный фотоэлектричес кий БСФ-222	1	15	60	ДСП778Н
4	Фотоспротивле ние (узел)	1	1	6	ДСП778Н
5	Механизм сигнальный	1	-	1	
6	Стрелка	1	-	0,3	ДСП786Н
7	Преобразователь электрический МП-Л	1	2	9	ДСП786Н
8	Ось	1	1	3	
9	Трубка торсионная	1	5	20	
10	Б л о к пружинный	1	5	20	

11	Стрелка	1	-	0,3	ДСП780Н
12	Кольцо уплотнительное	2	50	200	

Таблица 27

Манометры типа ДСП-778В, ДСП-780В, ДСП-781В и ДСП-786В

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Узел сильфона	1	5	20	
2	Ось	1	1	3	
3	Трубка торсионная	1	5	20	
4	Блок пружинный	1	5	20	
5	Кольцо уплотнительное	2	10	40	
6	Вентиль запорный	2	2	8,5	
7	Блок сигнальный фотоэлектрический БСФ-220	1	15	60	ДСП-778В
8	Фотоспротивление (узел)	1	2	6	
9	Стрелка	1	1	3	ДСП 780 и ДСП 781
10	Стрелка	1	1	3	ДСП 778В и ДСП 786В
11	Механизм сигнальный	1	-	1	ДСП 778Н

Таблица 28

Манометр типа ДСП-787Н

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Узел сильфона	1	5	20	
2	Механизм пневмодатчика	1	4	18	
3	Ось	1	1	1,3	
4	Трубка торсионная	1	5	20	

5	Б л о к пружинный	1	5	20	
6	Штуцер	1	2	8	
7	Сопло	1	2	10	
8	К о л ь ц о уплотнительное	2	50	200	
9	Р е л е пневматическое	1	-	1	
10	Стрелка	1	-	0,3	
11	Заслонка	1	2	8	
12	Вентиль запорный	3	2	8,5	

Таблица 29

Манометр типа ДСП-787В

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Узел сильфона	1	5	20	
2	Механизм пневмодатчика	1	4	18	
3	Ось	1	1	3	
4	Т р у б к а торсионная	1	5	20	
5	Б л о к пружинный	1	5	20	
6	Штуцер	1	2	8	
7	Сопло	1	2	10	
8	К о л ь ц о уплотнительное	2	50	200	
9	Стрелка	1	-	1	
10	Заслонка	1	2	8	
11	Вентиль запорный	3	2	9	

Таблица 30

Манометры типа ДСС-710Н, ДСС-710чН, ДСС-712Н, ДСС-732Н

ДСС-734чН

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6

1	Р е л е пневматическое	1	-	1	ДСС-710Н, 712Н, 710чН
2	Узел сильфона	1	5	20	
3	З а ж и м диаграммы	1	1	3	
4	Ось	1	-	1,3	
5	Трубка торсионная	1	5	20	
6	Б л о к пружинный	1	5	20	
7	К о л ь ц о уплотнительное	2	50	200	
8	Перо	1	25	100	
9	Перо	1	25	100	ДСС-732Н, 734чН, 734Н
10	Вентиль запорный	3	2	8,5	
11	Электродвигате ль ДСМ 1/300-П -220	1	2	8,5	ДСС-710Н
12	Механизм привода часовой МПЧ-24-3-1-АМ	1	2	8,5	

Таблица 31

Манометры типа ДСС-710В, ДСС-710чВ, ДСС-732В, ДСС-734В и ДСС-734чВ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Узел сильфона	1	5	20	
2	З а ж и м диаграммы	1	1	3	
3	Ось	1	-	1,3	
4	Трубка торсионная	1	5	20	
5	Б л о к пружинный	1	5	20	
6	К о л ь ц о уплотнительное	2	50	200	
7	Перо	1	25	100	
8	Перо	1	25	100	ДСС-732В, 734В , 734чВ
9	Вентиль запорный	3	2	9	

10	Электродвигатель ДСМ 1/300-П-220	1	2	8,5	ДСС-710В, ДСС-734В
11	Механизм привода часовой МПЧ-24-3-1-АМ	1	2	8,5	ДСС-710чВ, ДСС-734чВ

Таблица 32

Манометры ртутные показывающие типа ДП-780, ДП-780Р и ДП-781Р

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Прокладка	6	15	70	
2	Ось	1	-	2	
3	Магнит постоянный	1	3	15	
4	Магнитопровод	1	3	15	
5	Стрелка	1	-	0,3	
6	Ось	1	-	1,5	
7	Планка	1	1	4	
8	Вентиль запорный исп. 1 (ОБ 22044-015)	1	2	9	
9	Прокладка	1	15	70	
10	Ось с волоском	1	2	10	ДП-780, ДП-780Р
11	Пружина	1	2	10	ДП-780, ДП-780Р

Таблица 33

Манометры ртутные самопишущие типа ДП-710, ДП-710Р, ДП-710ч, ДП-710чР и ДП-712Р

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Планка	1	1	4	
2	Зажим диаграммы	1	1	3	
3	Ось	1	-	2	
4	Магнит постоянный	1	3	15	
5	Магнитопровод	1	3	15	

6	Ось	1	3	15	
7	Перо	1	70	300	
8	Вентиль запорный исп. 1 (ОБ22044-015)	3	2	9	
9	Прокладка	6	20	70	
10	Электродвигатель ДСМ 1/300-П-220УЧ.2	1	2	8,5	ДП-710 и ДП-710Р
11	Механизм привода часовой МПЧ-34-3-1-АМ	1	2	8.5	ДП-710 и ДП-710Р

Таблица 34

Манометры показывающие типа ДПМ-780 и ДПМ-780Р

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук.	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Муфта уплотнительная	1	-	3	
2	Ось	1	1	3	
3	Прокладка	1	3	7	
4	Вентиль запорный исп. 1 (ОБ22044-015)	3	2	8,5	
5	Стрелка	1	1	3	ДПМ-780
6	Стрелка	1	1	3	ДПМ-780Р

Таблица 35

Манометры самопишущие типа ДПМ-710, ДПМ-710Р, ДПМ-710ч, ДПМ-710чР и ДПМ-712Р

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Зажим диаграммы	1	1	3	
2	Муфта уплотнительная	1	1	3	
3	Ось	1	1	2	
4	Прокладка	1	2	7	
5	-"-	1	3	14	
6	Перо	1	50	100	
7	Прокладка	6	2	7	

8	Электродвигатель ДСМ 1/300-П-220 Уч.2	1	2	9	ДПМ-710, ДПМ-710Р
9	Механизм привода часовой МПЧ-24-3-1-АМ	1	2	9	ДПМ-710ч, ДПМ 710чР
10	Вентиль запорный	3	2	9	

Таблица 36

Манометры дифференциальные поплавковые ртутные типа ДП-778 и ДП-778Р

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Прокладка	6	15	70	
2	Б л о к сигнальный фотоэлектрический БСФ-220	1	15	60	
3	Фотосопротивление	1	2	6	
4	Стрелка	1	-	0,3	
5	Магнит постоянный	1	4	15	
6	Магнитопровод	1	4	15	
7	Ось	1	4	15	
8	Вентиль запорный (ОБ 220-44-015)	3	2	8,5	
9	Планка	2	1	4	
10	Ось	1	-	1,3	

Таблица 37

Манометры ртутные типа ДП-787 и ДП-787Р

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Механизм пневмодатчика	1	4	18	
2	Планка	1	1	4	
3	Ось	1	-	1,3	
4	Магнит постоянный	1	3	15	

5	Магнитопровод	1	3	15	
6	Стрелка	1	-	0,3	
7	Ось	1	3	15	
8	Штуцер	1	4	13	
9	Сопло	1	2	10	
10	Заслонка	1	2	7	
11	Прокладка	6	2	7	
12	Вентиль запорный исп. 1 (ОБ 22044-015)	3	2	8,5	
13	Р е л е пневматическое	1	-	1	
14	Ось с волоском	1	2	10	
15	Пружина	1	2	10	

Таблица 38

Манометры типа ДПМ-787 и ДПМ-787Р

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Механизм пневмодатчика	1	4	18	
2	Муфта уплотнительная	1	-	3	
3	Ось	1	-	2	
4	Штуцер	1	2	8	
5	Прокладка	2	6	21	
6	Сопло	1	3	10	
7	Заслонка	1	1	3	
8	Прокладка	1	1	3	
9	Вентиль запорный (ОБ 22044-015)	1	2	9	
10	Стрелка	1	-	1	ДПМ-787
11	Стрелка	1	-	1	ДПМ-787Р

Таблица 39

Манометр типа ДКО-3702

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6

1	Преобразователь дифтформат орный	1	8	32	
2	Пружина	1	6	26	
3	Прокладка	1	12	50	
4	К о л ь ц о уплотнительное	1	8	30	
5	Указатель	1	2	10	
6	Ключ	1	-	1	

Приложение 3
к Методике расчета норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях

Нормы расхода запасных частей приборов для определения состава и свойств газов и жидкостей

Таблица 1

Газоанализатор автоматический серии ТП 1120

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Б л о к чувствительных элементов	1	22	80	
2	Трансформатор	1	4	20	
3	Каркас катушки	1	7	40	
4	Ниппель	2	12	80	
5	Прокладка	4	70	280	
6	Каркас катушки	4	10	40	
7	Гайка накидная	2	15	60	
8	Глазок	1	7	30	
9	Прокладка	1	7	30	

Таблица 2

Газоанализатор водорода серии ТП 1116У4

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6

1	Б л о к чувствительных элементов	1	24	100	
2	Трансформатор	1	5	20	
3	Каркас катушки	1	7	30	
4	Ниппель	2	12	80	
5	Прокладка	4	70	280	
6	Каркас катушки	4	10	40	
7	Гайка накидная	2	15	60	
8	Глазок	1	7	30	
8	Крышка	4	37	160	
9	Мембрана	1	20	80	
10	Штуцер	2	20	80	
11	Прокладка	2	30	120	
1	Клапан	2	30	120	

Таблица 3

Газоанализатор на кислород серии МН-5106М

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Датчик с резисторами	1	5	20	
2	Комплект чувствительных элементов	1	16	80	
3	Каркас катушки	5	4	20	
4	Прокладка	6	150	600	
5	Штуцер	1	7	30	
6	Глазок	1	7	30	
7	Фильтр	2	35	60	
8	Ниппель	1	10	40	
9	Побудитель	1	2	10	
10	Диффузор	1	20	90	
11	Сопло	1	20	90	
12	Упор	1	12	50	
13	С о с у д уравни тельный	1	25	100	
14	Сопло	1	20	90	
15	Трансформатор	1	5	20	

Таблица 4

Газоанализатор термохимический серии ТХГ5М-У4

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Пробирка с катализатором	1	-	1	
2	Термопара	1	-	1	
3	Элемент чувствительный сравнительный	1	-	1	
4	Элемент чувствительный рабочий	1	-	1	

Таблица 5

Солемер серии СКМ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Термокомпенсатор	1	7	30	
2	Колодка	1	2	10	
3	Втулка	1	5	20	
4	Кольцо	5	42	240	
5	Прокладка	1	10	60	
6	Термокомпенсатор	1	7	30	
7	Электрод	1	2	10	
8	Колодка	1	2	10	
10	Втулка	1	7	30	
12	Прокладка	1	10	60	
13	Термокомпенсатор	1	7	30	
14	Электрод	1	2	10	
15	Электрод	1	2	10	
16	Колодка	1	2	10	
18	Втулка	1	7	30	
20	Прокладка	1	10	60	

Таблица 6

Индикатор содержания солей в паре серии РЭС-106

--	--	--	--	--	--

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Дроссель верхний	1	3	12	
2	Дроссель	1	3	12	
3	Сито	1	3	11	
4	Изолятор нижний	1	2	10	
5	Изолятор верхний	1	2	10	

Таблица 7

Преобразователь промышленный типа П-201

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Ручной термокомпенсатор ТКР-3	1	-	2	

Таблица 8

Преобразователи промышленные серии рН-261 и рН-261Н

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Вибропреобразователь ВПВ	1	2	10	

Приложение 4
к Методике расчета норм расхода запасных частей на капитальный ремонт средств тепловой автоматики и измерений на тепловых электростанциях

Нормы расхода запасных частей вторичных приборов

Таблица 1

Мосты уравновешенные типа КСМ1, потенциометр типа КСП1 и приборы типа КСД1 и КСУ1

--	--	--	--	--	--

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Устройство сигнализирующее двухконтактное	1	2	10	
2	Устройство сигнализирующее трехконтактное	1	10	40	
3	Реостатное устройство для ДУ	1	1	5	
4	Реостатный задатчик	1	1	5	
5	Катушка индукционная	1	2	10	
6	Пружина с контактами	3	1	5	
7	Пружина с контактами	4	2	10	
8	Кулачок линейный	1	2	10	
9	Кулачок линейно-квадратичный	1	5	10	
10	Перо	1	3	15	
11	Блок дифтрансформатора	1	2	10	
12	Барабан в сборе	1	2	10	
13	Вал	1	2	5	
14	Каретка в сборе	1	2	10	
15	Колесо зубчатое	1	2	10	
16	Крышка собранная	1	1	5	
17	Кронштейн	1	1	5	
18	Фиксатор	3	1	5	
19	Обойма собранная	3	2	10	
20	Ось с храповиком	1	2	10	
21	Пружина	1	2	10	
22	Редуктор в сборе	1	2	10	

23	Ролик	4	5	20	
24	Сердечник со штоками	1	2	10	

Таблица 2

Мосты уравновешенные КПМ1, потенциометр КПП1 и приборы КПД1 и КПУ1

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Устройство сигнализирующее двухконтактное	1	2	10	
2	Устройство сигнализирующее трехконтактное	1	2	10	
3	Реостатное устройство для ДУ	1	1	5	
4	Реостатный задатчик	1	1	5	
5	Катушка индукционная	1	1	5	
6	Пружина с контактами	4	4	10	
7	Кулачок линейный	1	2	10	
8	Кулачок линейно-квадратичный	1	2	10	
9	Барабан в сборе	1	2	10	
10	Вал	1	1	5	
11	Колесо зубчатое	1	2	10	
12	Крышка собранная	1	1	5	
13	Кронштейн	1	1	5	
14	Фиксатор	3	2	10	
15	Обойма собранная	3	2	10	
16	Ось с храповиком	1	2	10	
17	Пружина	1	2	10	
18	Ролик	4	5	20	

19	Сердечник со штоками	1	2	10	
20	Стрелка в сборе	1	2	10	

Таблица 3

Мосты уравновешенные самопишущие КСМ2, потенциометр самопишущий КСП2 и автоматические показывающие регистрирующие одноканальные приборы типа КСД2 и КСУ2

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Гильза	1	1	7	
2	Кронштейн	1	-	2	
3	Обойма печатающая	1	2	7	
4	Валик	1	3	12	
5	Втулка	1	1	7	
6	Защелка	1	2	10	
7	Шайба стопорная	3	3	12	
8	Усилитель двухканальный УДФ с коммутацией	3	4	21	
9	Плата с измерительной схемой	2	3	14	
10	Обойма собранная	1	1	5	
11	Редуктор	1	-	2	
12	Муфта	1	-	2	
13	Каретка печатающая	1	2	9	
14	Обойма с валиком	1	2	9	
15	Перо	1	5	20	
16	Кронштейн со втулками	1	2	12	
17	Кронштейн	1	2	12	
18	Шкив	1	3	12	
19	Гильза	1	1	7	
20	Колесо зубчатое	1	1	9	

21	Колесо зубчатое Z - 43 с храповиком	1	3	11	
22	Колесо зубчатое Z - 43 с храповиком Z-40, M-0,5	1	3	11	
23	Колесо зубчатое Z-30, M-0,5	1	3	11	
24	Колесо зубчатое Z-45, M-0,5	1	3	11	
25	Рычаг со втулкой	1	2	10	
26	Рычаг	1	2	10	
27	Кулачок	1	2	10	
28	Движок	1	2	10	
29	Движок	1	1	7	
30	Катушка компенсационная	1	1	7	
31	Гильза	1	1	7	
32	Реохорд	2	2	14	
33	Каретка с пером	1	2	8	
34	Колесо цилиндрическое прямозубое	1	-	1	
35	Группа контактная	1	1	3	
36	Прокладка	2	4	12	
37	Пружина	2	4	15	
38	Пружина с контактом	1	4	12	
39	Редуктор	1	1	5	
40	Трос	1	1	3	
41	Фиксатор	1	5	20	
42	Барабан	1	1	4	
43	Блок дифференциальный трансформаторный	1	-	3	
44	Втулка	1	-	1	
45	Вкладыш	1	-	1	
46	Валик	1	-	2	
47	Группа контактная	1	1	8	

48	Движок с осями	1	-	2	
49	Задатчик сигнализации	1	1	4	
50	Крышка	1	-	3	
51	Колесо зубчатое Z-32	1	-	1	
52	Ключ	1	-	3	
53	Каретка пера	1	-	2	
54	Катушка	2	-	6	
55	Катушка индукционная	1	-	2	
56	Крышка	1	-	3	
57	Каркас катушки	1	-	1	
58	Коробка с обоймами	1	-	3	
59	Мотор моментный	1	2	10	
60	Механизм лентопротяжный	1	1	4	
61	Механизм счетный	1	-	2	
62	Основание циферблата	1	-	3	
63	Основание	1	-	2	
64	Обойма печатающая	1	1	6	
65	Ось	1	-	2	
66	Пластина	1	-	1	
67	Прокладка	2	10	40	
68	Пружина	8	15	66	
69	Переключатель	1	1	4	
70	Перо с трубкой	1	2	10	
71	Поводок	1	1	5	
72	Пружина с контактами	1	1	5	
73	Ролик	1	1	5	
74	Редуктор с двигателем	1	-	2	
75	Редуктор	1	-	2	
76	Реохорд	3	3	18	
77	Скоба	1	-	2	
78	Стрелка	2	-	6	
79	Спираль реохорда	1	1	6	

80	Сердечник со штоками	1	-	3	
81	Токоподвод	1	1	4	
82	Угольник	2	-	4	
83	Чехол	1	-	3	
84	Шайба	1	5	20	

Таблица 4

Мосты уравновешенные автоматические типа КВМ1

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Усилитель полу-проводниковый УПД2-04	1	1	4	
2	Плата	2	2	12	
3	Двигатель с валиком	1	2	10	
4	Задатчик унифицированный	1	1	5	
5	Циферблат	4	-	4	
6	Крышка	1	-	2	
7	Пружина	1	-	1	
8	Переключатель	1	-	2	
9	Переключатель	1	-	2	
10	Реохорд	1	-	2	
11	Основание	2	-	2	
12	Стекло	1	1	5	
13	Пружина	1	-	1	
14	Диск	1	1	5	
15	Пружина	1	1	6	
16	Ключ	1	-	1	

Таблица 5

Потенциометр автоматический КВП1 и прибор автоматический измерительные

видео типа КВУ1

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
	Источник питания				

1	стабилизированный ИПСЗ-01	1	1	5	
2	Усилитель УПД1-03, УПД1-04	1	1	4	
3	Плата	2	2	12	
4	Двигатель с валиком	1	2	10	
5	Задатчик унифицированный	1	1	5	
6	Циферблат	2	-	2	
8	Крышка	1	-	2	
9	Пружина	1	-	1	
10	Переключатель	2	-	4	
11	Циферблат	2	-	2	
12	Стекло	1	1	5	
13	Пружина	1	-	1	
14	Ключ	1	-	1	
15	Реохорд	1	-	2	
16	Основание	2	-	2	
17	Диск	1	1	5	
18	Пружина	1	1	6	

Таблица 6

Приборы показывающие сигнализирующие с реостатным задатчиком или дополнительным устройством типа КВД1

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в 1 изделии, шт.	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Усилитель полу-проводниковый УПДЗ-01	1	1	4	
2	Двигатель с валиком	1	2	10	
3	Задатчик унифицированный	1	1	5	
4	Блок	1	-	2	
5	Циферблат	2	-	2	
6	Плата с конденсаторами	1	1	5	
7	Крышка	1	-	8	

8	Пружина	2	-	1	
9	Основание	2	-	2	
10	Циферблат	2	-	2	
11	Стекло	1	-	5	
12	Пружина	1	-	1	
13	Диск	1	1	5	
14	Ключ	1	-	1	

Таблица 7

Мост уравновешенный типа КСМ4

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Реохорд	2	3	10	
2	Реохорд собранный	2	3	10	
3	Основание с планкой	2	-	1	
4	Пружина с контактами	1	3	10	
5	Обойма с секторами	1	3	10	
6	Держатель с визиром	3	-	6	
7	Усилитель с запасными деталями УЭД2-03	1	5	20	
8	Усилитель с запасными деталями	1	5	20	
9	То же У2М-02	1	5	20	
10	Двигатель синхронный СД54	2	4	20	
11	Двигатель РД-09А с осью	3	6	30	
13	Колесо зубчатое	4	4	12	
14	Ролик	1	1	1	
15	Щиток с роликом	2	-	2	
16	Трос	1	2	8	
17	Щиток	1	50	200	

Таблица 8

Потенциометр типа КСП4

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Реохорд	7	7	35	
2	Основание с планкой (токосъемная спираль)	1	-	1	
3	Основание с планкой (для 100% задатчика)	2	-	1	
4	Пружина с контактами	1	3	10	
5	Обойма с секторами	1	2	10	
6	Держатель с визиром	4	-	8	
7	Усилитель с запасными деталями УЭД1-03	1	5	20	
8	Усилитель с запасными деталями	1	5	20	
9	Усилитель с запасными деталями У1М-02	1	5	20	
10	Двигатель синхронный СД54	2	4	20	
11	Двигатель РД-09А с осью	3	6	30	
12	Колесо зубчатое	4	4	12	
13	Ролик	1	-	1	
14	Щиток с роликом	2	-	2	
15	Трос	1	2	8	
16	Щиток	2	50	100	

Таблица 9

Автоматический показывающий регистрирующий прибор типа КСУ4

			Норма расхода на 100 изделий при ремонте	
--	--	--	--	--

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Реохорд	1	1	5	
2	Реохорд собранный	2	2	10	
3	Основание с планкой	2	-	1	
4	Пружина с контактами	1	-	2	
5	Обойма с секторами	1	3	10	
6	Держатель с визиром	3	-	6	
7	Усилитель с запасными деталями УЭД1-03	1	5	20	
8	Усилитель с запасными деталями	1	5	20	
9	То же У1М-02	1	5	20	
10	Двигатель синхронный СД54	2	4	20	
11	Двигатель РД-09А с осью	3	6	30	
12	Колесо зубчатое	4	4	12	
13	Ролик	1	-	1	
14	Щиток с роликом	2	-	2	
15	Трос	1	2	8	

Таблица 10

Мост уравновешенный типа КСМЗ, потенциометры автоматические типа КСПЗ и КСУЗ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Каркас с обмоткой	1	-	2	
2	Задатчик реостатный 10%	1	-	2	
3	Плата	1	-	2	

4	Приставка перепускного клапана ППК-1	1	-	1	
5	Задатчик контактный	1	-	2	
6	Колодка клеммная	2	-	1	
7	Стрелка в сборе	1	-	1	
8	Привод диаграммы	1	-	1	
9	Перо	1	4	15	
10	Держатель диаграммы	1	-	1	
11	Шайба специальная	1	1	5	
12	Колодка клеммная	3	-	1	
13	Сопротивление переменное	1	-	2	
14	Блок измерительный в сборе без жгута	4	8	24	кспз-п
15	Блок измерительный в сборе без жгута	1	2	6	КСУЗ
16	Шкала	1	-	1	
17	Устройство сигнальное без жгута	1	2	10	
18	Плата без жгута	3	-	9	КСПЗ-П
19	Движок	1	1	5	КСПЗ-П
20	Плата без жгута	1	-	3	КСУЗ
21	Реохорд в сборе	1	1	5	
22	Движок	2	2	10	
23	Блок сигнализации	1	1	5	
24	Баллон	1	-	3	
25	Гильза	2	2	8	
26	Трансформатор питания	1	2	10	
27	Устройство записи	1	2	10	
28	Контактодержат ель	2	4	16	

29	Приставка ППР-1М	1	1	4	
30	Трансформатор	3	6	30	
31	У з е л дифттрансформат ора	1	2	8	
32	Реохорд в сборе (СПДБ-20М)	1	1	5	
33	Движок	1	1	5	

Таблица 11

Мосты уравновешенные самопишущие МС и МСР, потенциометры самопишущие ПС и ПСР, приборы самописцы типа ДС и ДСР

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Редуктор	1	2	5	
2	Колесо зубчатое	18	-	8	
3	Редуктор	1	2	5	
4	Колесо	1	-	1	
4	Колесо зубчатое косозубое Z-16, m-0,5	1	-	1	
5	Червяк	1	-	1	
6	Шестерня с колесом червячным	1	-	1	
7	Колеса цилиндрические прямозубые	2	-	1	
8	Плата с зубчатыми колесами собранныя	1	-	1	
9	Втулка с колесом зубчатым собранныя	1	-	1	
10	Колесо зубчатое со втулкой собранныя	2	-	2	
11	Каретка печатающая	1	-	5	

12	Храповик с колесом зубчатым	2	-	2	
13	Собачка со втулкой	1	-	1	
14	Обойма собранная	1	-	1	
15	Диск профильный	1	-	1	
16	Переключатель	1	-	2	
17	Пластина собранная	1	-	1	
18	Колесо зубчатое с колпачком	1	-	1	
19	Механизм переключающий	1	-	2	
20	Собачка с осью	2	-	2	
21	Пружина	3	-	3	
22	Бугель с кронштейном собранный	1	-	1	
23	Катушка индукционная	2	-	4	
24	Сердечник собранный	1	-	1	
25	Рычаг собранный	1	-	1	
	Сердечник со стержнем	1	-	1	
26	Катушка собранная индукционная	1	-	2	
27	Сердечник со стержнем	1	-	1	
28	Катушка индукционная	1	-	2	
29	Кулачок собранный	2	-	2	ДС, ДСР
30	Колесо зубчатое собранное	8	-	8	
31	Контактная группа собранная	7	-	3	
32	Диск собранный	5	-	3	
33	Втулка с диском собранная	1	-	1	

34	Ролик собранный	2	-	2	
35	Направляющая	2	-	2	
36	Указатель	3	-	3	
37	Рычаг собранный со скобкой	1	-	1	
38	Реостат собранный	2	-	3	
39	Пластина с обмоткой	2	-	4	
40	Контакт	1	-	1	
41	Ролик контактный собранный	1	-	1	
42	Рычаг собранный	1	-	1	
43	Спираль реостата	1	-	1	
44	Реостат собранный	1	-	2	
45	Ролик	1	-	1	ДС, ДСР
46	Втулка с подшипниками	1	-	1	
47	Полукольцо собранное	1	-	1	
48	Ролик с подшипниками собранный	1	-	1	
49	Электромагнит	1	-	1	ДС, дср
50	Пружина	1	-	1	
51	Рычаг	2	-	2	
52	Коромысло	1	-	1	
53	Кольца собранные	2	-	1	
54	Счетчик собранный	1	-	1	ДС, ДСР
55	Плата с зубчатыми колесами	1	-	1	ДС, ДСР
56	Колесо зубчатое с осью	1	-	1	
57	Кронштейн собранный с колесом	1	-	1	ДС, ДСР
58	Колесо зубчатое	1	-	1	

59	Колодка собранная	1	-	1	
60	Пружина контактная собранная	1	-	1	
61	Угольник с пружиной контактной	1	-	1	
62	Блок выпрямителя	1	-	1	
63	Панель с катушками	1	2	8	ПС
64	Панель с катушками	1	2	8	МС
65	Подгоночная катушка	2	-	3	
66	Катушка	10	1	5	
67	Рычаг с держателем	1	-	1	
68	Реохорд собранный	1	1	5	
69	Спираль реохорда	2	-	4	
70	Основание реохорда	1	-	1	
71	Катушка с обмоткой	4	1	5	
72	Ролик	1	-	1	
73	Ось собранная	1	-	1	
74	Ось	1	-	1	
75	Колесо косозубое	1	-	1	
76	Ролик	1	-	1	
77	Упор	1	-	1	
78	Каретка пищащая	1	1	5	
79	Держатель собранный	1	-	1	
80	Трубка	1	-	1	
81	Пружина	1	-	1	
82	Остов замка	1	-	1	
83	Гайка с накидкой	1	-	1	
84	Пружина	1	-	1	
85	Ключ	1	2	10	
86	Катушка	1	1	5	

87	Собачка со втулкой	1	1	3	
88	Храповик	1	1	4	
89	Втулка	1	-	3	ДС, ДСР
90	Колесо зубчатое Z-20, m-0,6	1	-	2	ДС, ДСР
91	Кулачок квадратичный	1	1	3	ДС, ДСР
91	Кулачок равномерный	1	1	3	ДС, ДСР
93	Кожух собранный	1	-	2	ДС, ДСР
94	Плата собранная	1	-	3	ДС, ДСР
95	Пластина с обмоткой	1	-	2	ДС, ДСР

Таблица 12

Мост уравновешенный показывающий типа МПР4

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	Трансформатор силовой	1	2	10	
2	Трансформатор входной	1	2	8	
3	Усилитель электронный	1	2	8	
4	Реохорд собранный	2	6	24	
5	Сопротивление R_m	1	-	9	
6	Группа контактная собранная	3	9	30	
7	Пружина с контактами	1	2	8	
8	Плата с комплектом катушек	1	-	10	
9	Шкала	1	-	12	
10	Группа контактная собранная	1	2	5	

Таблица 13

Потенциометр автоматический показывающий типа ППР4

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор силовой	1	2	10	
2	Трансформатор входной	1	2	8	
3	Усилитель электронный	1	2	8	
4	ИПС-148П источник питания	1	2	8	
5	Реохорд собранный	1	3	11	
6	Сопротивление компенсационное R_m	1	-	9	
7	Реохорд собранный	1	4	12	
8	Группа контактная собранная	14	8	40	
11	Пружина с контактами	1	2	10	
12	Плата с комплектом катушек	1	2	10	
13	Шкала	1	2	12	

Таблица 14

Мост автоматический показывающий типа МП-4К

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор силовой	1	1	10	
2	Трансформатор входной	1	2	8	
3	Пружина с контактами	1	4	15	
4	Плата с комплектом катушек	1	-	10	

5	Шкала	1	-	12	
6	Усилитель электронный	1	-	8	

Таблица 15

Миллиамперметр типа М1740

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Рама	1	-	3	
2	Пружина	8	-	14	
3	Рамка	4	-	5	
4	Растяжка	4	-	8	

Таблица 16

Милливольтметры типа Ш4500 и Ш4501

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	Механизм измерительный	1	2	10	
2	Система подвижная	1	2	10	
3	Элемент КТ	1	3	12	Ш4500
4	Каркас	1	-	8	Ш4500
5	Прокладка	1	24	100	Ш4500
6	Прокладка	1	10	40	Ш4500
7	Элемент РУ	1	4	20	Ш4501
8	Элемент СТ	1	5	22	Ш4501

Таблица 17

Логометры типа Ш69000 и Ш69006

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Механизм измерительный	1	2	10	
2	Система подвижная	1	2	10	

3	Панель контактная на 6 точек	2	6	26	
5	Панель контактная на 8 точек	2	6	24	
6	Крышка	2	2	12	
7	Элемент МН	1	3	12	Ш69006

Таблица 18

Потенциометр постоянного тока типа ПП-63

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Реостат	2	-	2	
2	Реохорд	1	-	1	
3	Переключатель секционированный	1	1	1	
4	Клемма	1	-	1	
5	Тумблер ТП1-2	1	-	1	
6	Тумблер ТВ2-1	1	-	1	

Таблица 19

Приборы многоточечного контроля вместе со щеточным переключателем типа ВМД

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	У з е л дифференциаль н о г о трансформатора	2	15	20	ВМД4864 ВМД4862
2	У з е л дифференциаль н о г о трансформатора	1	10	50	ВМД4882
3	Усилитель УП 4866	1	10	40	ВМД4862 ВМД4864
4	Сборка кулачка	1	3	15	ВМД4864
5	Сборка кулачка	1	7	30	ВМД4882
6	Шкала	1	2	7	
7	Трансформатор	2	4	20	ВМД4882

8	Устройство сигнальное	1	2	10	ВМД4882
9	Кулачок линейный	1	25	100	ВМД4882
10	Кулачок квадратичный	1	25	100	ВМД4882
11	Шкала	1	25	100	ВМД4882
12	Усилитель	1	25	100	ВМД4882
13	Сборка трансформатора	1	25	100	ВМД4882
14	Сборка кулачка	1	25	100	ВМД4882
15	Сборка дифференциаль ного трансформатора с рычажной системой	1	25	100	ВМД4882
16	Сигнальное устройство	1	25	100	ВМД4882
17	Узел дифференциаль ного трансформатора	1	25	100	ВМД4882

Таблица 20

Прибор измерительный ДПР4

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор силовой	1	2	10	
2	Трансформатор входной	1	1	8	
3	Катушка индукционная	2	4	20	
4	Реохорд собранный	1	3	12	
5	Пружина с контактами	1	3	15	
6	Группа контактная собранный	12	8	35	
7	Кулачок со втулкой	2	3	15	

8	Шкала	1	3	12	
9	Усилитель электронный	2	4	14	

Таблица 21

Приборы ферродинамические типа ПВФС1, ВФС1 и ВФП1

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Бачок с пером	1	4	15	
2	Блок зубчатых колес	4	-	12	
3	Колесо зубчатое со втулкой	1	-	3	
4	Колесо зубчатое	4	4	12	
5	Блок зубчатых колес	7	-	21	
6	Шестерня	1	1	3	
7	Лекало линейное	2	-	3	
8	Лекало корнеизвлекаю щее	2	-	3	
9	Трансформатор	1	-	3	
10	Двигатель конденсаторный ДЗ2-П2	1	7	30	
11	Микродвигатель синхронный ДСМ-2-П-320	1	10	40	
12	Усилитель 4УНФ1	1	-	3	
13	Лампа НСМ9-60	1	7	30	
14	Преобразователь пневматический ПП	1	-	3	
15	Преобразователь ферродинамичес кий ПФ	2	-	3	
16	Преобразователь частотный ПГ	1	-	3	
17	Усилитель УПМ-ДРЧ	1	5	20	

расхода запасных
частей на капитальный ремонт
средств тепловой
автоматики и измерений
на тепловых электростанциях

Нормы расхода запасных частей на приборы и устройства регулирования технологических процессов

Таблица 1

Приборы регулирующие типа Р25

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Субблок Р-012	1	-	3	
2	Субблок Р-013	1	-	3	Р25.3
3	Трансформатор	1	-	3	Р25.3
4	Субблок Р-011	1	-	3	
5	Трансформатор	2	-	4	

Таблица 2

Приборы корректирующие типа К15

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор	3	-	6	
2	Субблок Р-012	1	-	3	
3	Субблок Р-015	1	-	3	
4	Субблок Р-013	1	-	3	К15.3

Таблица 3

Приборы корректирующие типа К16

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор	1	-	2	
2	Субблок Ф-016	1	-	3	
3	Трансформатор	1	-	2	
4	Субблок Р-012	1	-	3	

5	Субблок Р-013	1	-	3	К16.3
---	---------------	---	---	---	-------

Таблица 4

Приборы корректирующие типа К26

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Субблок Р-012	1	-	3	К26.2
2	Субблок Р-013	1	-	3	К26.3
3	Трансформатор	1	-	3	
4	Субблок Ф026	1	-	3	

Таблица 5

Блок регулирующий релейный типа Р21

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль усилителя УВ-41	1	-	4	
2	Усилитель постоянного тока УР-2	1	-	4	
3	Трансформатор	1	-	2	
4	Переключатель	8	-	16	
5	Модуль усилителя	1	-	4	

Таблица 6

Блок регулирующий, аналоговый, типа Р12

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль усилителя УВ-21	1	-	4	
2	Модуль усилителя УВ-22	1	-	4	
3	Переключатель	4	-	8	

4	Модуль усилителя	1	-	4	
5	Модуль источника питания	1	-	3	
6	Модуль усилителя	1	-	4	

Таблица 7

Импульсатор типа Р33

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль усилителя	1	-	4	
2	Модуль источника питания	1	-	3	

Таблица 8

Блок измерительный для токовых сигналов типа ИО4

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль генератора МГ-2	1	-	2	
2	Трансформатор	2	-	4	
3	Модуль источника питания	1	-	3	

Таблица 9

Блок суммирования токовых сигналов типа А04

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль усилителя	1	-	4	
2	Модуль преобразователя МП-04	2	-	2	

3	Модуль генератора МГ-2	1	-	2	
4	Трансформатор	1	-	2	
5	Переключатель	1	-	2	
6	Модуль усилителя	1	-	4	
7	Модуль источника питания	1	-	3	
8	Модуль преобразователя МП-04	1	-	2	
9	Модуль источника питания	1	-	3	

Таблица 10

Блоки типа А31, А32 и А33

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль усилителя	2	-	4	
2	Модуль компаратора К-1	1	-	3	
3	Трансформатор	1	-	2	
4	Модуль усилителя	2	-	4	
5	Модуль источника питания	1	-	3	

Таблица 11

Блок ограничения типа Н02

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль усилителя	1	-	4	
2	Модуль усилителя	1	-	4	
3	Модуль усилителя	1	-	4	

4	Модуль источника питания	1	-	3	
---	--------------------------	---	---	---	--

Таблица 12

Блок дифференцирования типа Д01 и блок динамического преобразования типа Д03

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	Модуль усилителя	1	-	4	Д01
2	Переключатель	2	-	4	Д01
3	Модуль усилителя	1		4	Д01, Д03
4	Модуль источника питания	1	-	3	Д01
5	Модуль источника питания	1	-	3	Д03

Таблица 13

Преобразователь аналого-релейный типа Л02

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль усилителя	1	-	4	
2	Модуль источника питания	1	-	3	

Таблица 14

Блок согласующих приставок типа В-21

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль согласующих приставок МСП-1	3	-	2	

Таблица 15

Блок сигнализации типа БСГ-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МСМ1-2	2	-	5	
2	Модуль МСН1	1	-	5	
3	Модуль МДФ4	1	-	5	
4	Модуль МНО2	1	-	5	
5	Модуль МНО1	1	-	19	
6	Блок БМ2	2	-	3	
7	Блок БМ3	2	-	3	
8	Блок БМ6	2	-	3	
9	В и л к а штепсельная однополюсная	1	-	2	
10	Трансформатор	1	-	1	

Таблица 16

Блок вычислительных операций типа БВО-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МСМ1-2	1	-	5	
2	Модуль МВО	1	-	5	
3	Модуль МСН1	1	-	5	
4	Модуль МИП1	1	-	6	
5	Блок БМ1	1	-	3	
6	Блок БМ3	3	-	3	
7	Блок БМ4	1	-	3	

Таблица 17

Блок селектирования типа БСЛ-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МСМ1-2	3	-	5	

2	Модуль МСГ	1	-	5	
3	Модуль МСН1	1	-	5	
4	Модуль МСМ2-3	1	-	5	
5	Блок БМ1	4	-	3	
6	Блок БМ3	4	-	3	

Таблица 18

Блок нелинейных преобразований типа БНП-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МСМ1-3	3	-	5	
2	Модуль МСМ2-2	1	-	5	
3	Модуль МСН1	1	-	5	
4	Блок БМ3	1	-	3	
5	Блок БМ4	7	-	3	

Таблица 19

Блок прецизионного интегрирования типа БПИ-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МНЧ1	1	-	14	
2	Модуль МДЧ	1	-	5	
3	Модуль МЦА	1	-	5	
4	Модуль МСН2	1	-	5	
5	Модуль МЛУ1	1	-	5	
6	Модуль МПС	1	-	5	
7	Модуль МРС	1	-	5	
8	Блок БМ2	2	-	3	

Таблица 20

Блок регулирующий импульсный типа РБИ1-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук.	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6

1	Модуль МРИ	1	-	43	
2	Модуль МНО1	1	-	12	
3	Модуль МПВ1	1	-	5	
4	Модуль МСН1	1	-	5	
5	Блок БМ3	2	-	3	
6	Модуль МНО-3	1	-	3	
7	Модуль МУМ1	1	-	3	

Таблица 20

Блок регулирующий импульсный типа РБИ2-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МСН1	1	-	5	
2	Модуль МРИ	1	-	43	
3	Модуль МНО1	1	-	19	
4	Модуль МАП-Д	1	-	90	
5	Блок БМ3	3	-	3	
6	Модуль МПВ-1	1	-	3	

Таблица 21

Блок регулирования аналоговый типа РБА-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МРА	1	-	5	
2	Модуль МСН1	1	-	5	
3	Модуль МПР	1	-	10	
4	Модуль МКД	1	-	10	
5	Модуль МКР1	1	-	3	
6	Модуль МОС	1	-	5	
7	Блок БМ2	2	-	3	
8	Блок БМ3	1	-	3	
9	Модуль МИП-2	1	-	3	

Таблица 22

Блок кондуктивного разделения и суммирования типа БКР1-Ш, П

			Норма расхода на 100 изделий при ремонте		

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МКР1	1	-	3	
2	Модуль МПР	1	-	10	
3	Модуль МСН1	1	-	5	
4	Модуль МДФ3	1	-	5	
5	Блок БМ3	2	-	3	
6	Модуль МСМ1-2	1	-	5	

Таблица 23

Блок кондуктивного разделения двухканальный, типа БКР2-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МКР2	2	-	10	
2	Модуль МПР	2	-	10	
3	Модуль МСН1	1	-	5	
4	Модуль МДФ2	1	-	8	

Таблица 24

Блок кондуктивного разделения с двухпредельной сигнализацией, типа БКР3-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МКР2	1	-	3	
2	Модуль МПР	1	-	10	
3	Модуль МСН1	1	-	5	
4	Модуль МДФ3	1	-	5	
5	Модуль МНО2	1	-	19	
6	Блок БМ2	2	-	3	

Таблица 25

Блок сравнения четырех токовых сигналов, типа БСЛ-04

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6

1	Модуль МПР	4	-	10	
2	Модуль МСН1	1	-	5	
3	Модуль МКР2	4	-	10	
4	Модуль МДФ1	1	-	5	
5	Модуль МСМ4	1	-	5	
6	Модуль МСГ	1	-	5	
7	Блок БМ4	4	-	3	
8	Блок БМ7	4	-	3	

Таблица 26

Блок нелинейного преобразования, типа БНП-04

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МДФ3	1	-	5	
2	Модуль МСМ1-3	3	-	5	
3	Модуль МСМ2	1	-	6	
4	Модуль МКР1	1	-	3	
5	Модуль МСН1	1	-	5	
6	Модуль МПР	1	-	10	
7	Модуль МИП1-1	1	-	6	
8	Блок БМ4	7	-	6	

Таблица 27

Блок динамических преобразований, типа БДП-Ш, П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Модуль МН4-2	1	-	5	
2	Модуль МЛУ1	1	-	5	
3	Модуль МСН2	1	-	5	
4	Модуль МД4	1	-	5	
5	Модуль МРС	1	-	5	
6	Модуль МПВ2	1	-	5	
7	Модуль МЦА	1	-	5	
8	Блок БМ1	1	-	3	
9	Блок БМ2	2	-	3	
10	Блок БМ3	2	-	3	

Таблица 28

Устройство регулирующее, типа РП-2

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Блок усилителя	1	-	1	
2	Блок триггера	1	-	1	
3	Блок питания	1	-	1	
4	Блок обратной связи	1	-	1	

Таблица 29

Регулирующие и корректирующие приборы, типа РПИБ и КПИ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Усилитель магнитный	1	-	2	РПИБ-Т, ТПИБ-Т2, КПИ-Т, КПИ-Т2
2	Б л о к электронный	1	-	2	РПИБ (все модификации)
3	Узел пусковой	1	-	1	То же
4	Б л о к измерительный И-С-62	1	-	2	КПИ-С, РПИБ-С
5	Б л о к измерительный И-2С-62	1	-	2	КПИ-2С, РПИБ-2С
6	Б л о к измерительный И-Т-62	1	-	2	КПИ-Т, РПИБ-Т
7	Б л о к измерительный И-Т2-62	1	-	2	КПИ-Т2, РПИБ-Т2
8	Б л о к измерительный И-III-62	1	-	2	КПИ-III, РПИБ-III
9	Б л о к измерительный И-IV-62	1	-	2	КПИ-IV, РПИБ-IV
10	Трансформатор	1	1	5	РПИБ (все модификации)

11	Трансформатор	1	1	5	РПИБ-ШИ
12	Трансформатор	1	1	6	РПИБ (все модификации)
13	Трансформатор силовой	1	1	5	КПИ-III, РПИБ-III
14	Трансформатор силовой	1	2	7	КПИ-С, РПИБ-С
15	Трансформатор силовой	1	2	7	КПИ-IV ф, РПИБ-IV ф
16	Трансформатор силовой	1	2	10	КПИ-С, РПИБ-С
17	Трансформатор силовой	1	2	10	КПИ-IV, РПИБ-IV
18	Трансформатор силовой	1	2	7	КПИ-Т, РПИБ-Т
19	Трансформатор силовой	1	1	5	КПИ-Т2, РПИБ-Т2
20	Трансформатор силовой	1	2	10	КПИ (все модификации)
21	Трансформатор выходной	1	2	9	КПИ (все модификации)
22	Трансформатор силовой	1	2	10	КПИ (все модификации)
23	Трансформатор согласовывающий	1	2	7	КПИ-III, РПИБ-IV, РПИБ-ШИ
24	Трансформатор обратной связи	1	2	7	РПИБ (все модификации)
25	Трансформатор силовой	1	2	10	
26	Усилитель магнитный	1	-	2	РПИБ-Т, КПИ-Т
27	Трансформатор согласовывающий	1	2	7	
28	Корпус	1	-	2	КПИ, РПИБ
29	Колодка	1	3	15	РПИБ
30	Дроссель	1	2	7	РПИБ-Т, КПИ-Т

Таблица 30

Дифференциатор ламповый, типа ДЛ-Т, ДЛ-П

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6

1	Трансформатор силовой	1	-	12	ДЛ-т
2	Усилитель магнитный	1	-	17	Дл-т
3	Корпус	1	-	6	
4	Колодка клеммника	1	-	3	ДЛ-п

Таблица 31

Устройство задающее, типа ЗУ-11

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Ручка	1	-	4	
2	Панель лицевая	1	-	5	
3	Кожух	1	-	3	
4	Устройство задающее	1	-	2	

Таблица 32

Устройство задающее, токовое, типа ЗУ-05

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор	1	-	2	
2	Модуль источника питания	1	-	3	

Таблица 33

Размножитель сигналов, типа РП-63 и сумматор сигналов, типа СП-63

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор силовой	1	-	12	РП-63
2	Трансформатор выходной	1	-	13	РП-63
3	Трансформатор силовой	1	-	13	СП-63

4	Трансформатор выходной	1	-	11	СП-63
5	Корпус	1	-	5	
6	Колодка клеммника	1	-	3	СП-63

Таблица 34

Индикатор положения ИП и индикатор положения унифицированный ИПУ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор силовой	1	-	3	
2	Кожух	1	-	5	

Таблица 35

Блок управления аналогового регулятора, типа БУ12

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в 1 изделии, шт.	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Трансформатор	1	-	2	
2	Модуль источника питания	1	-	3	

Таблица 36

Блок управления релейного регулятора, типа БУ21

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Блок управления релейного регулятора БУ21	1	-	3	

Таблица 36

Исполнительный механизм, типа МЭО-25/100

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6

1	Штанга к редуктору малому типа ШРМ	1	2	7	
2	Прибор управления с дифтрансформаторным датчиком	1	2	6	
3	Потенциометр	1	1	5	
4	Колодка	1	2	8	
5	Колесо червячное	1	2	8	
6	Крестовина	1	1	5	
7	Трансформатор	1	-	2	
8	Проушина	1	2	6	
9	Колесо червячное	1	2	6	
10	Стержень контактный	2	4	12	
11	Колодка	1	2	8	
12	Планка изоляционная	1	2	8	
13	Рычаг	1	2	6	
14	Поводок	1	1	5	
15	Червяк	1	2	8	
16	Вал	2	4	12	
17	Диск	1	2	5	
18	Маховик	1	1	4	
19	Шайба упорная	1	2	8	

Таблица 37

Исполнительный механизм, типа МЭО-63/100

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Прибор управления с дифтрансформаторным датчиком	1	2	6	
2	Потенциометр	1	1	5	
3	Колодка	1	2	8	
4	Колесо червячное	1	2	6	

5	Стержень контактный	2	3	12	
6	Колодка	1	2	10	
7	П л а н к а изоляционная	2	2	8	
8	Крестовина	1	1	5	
9	Рычаг	1	2	6	
10	Муфта	1	1	5	
11	К о л е с о червячное	1	2	8	
12	Трансформатор	1	-	2	
13	Поводок	1	1	5	
14	Вал	1	2	6	
15	Червяк	2	4	16	

Таблица 38

Пускатель, серии ПМЕ-200

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Контакт подвижный	6	28	112	Д л я реверсивных
2	Мостик контактный	3	40	162	Д л я реверсивных
3	Катушка	1	9	34	127 В, 220 В

Таблица 39

Пускатель, типа ПАЕ-411

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Втягивающая катушка	1	25	100	
2	Подвижный главный контакт	3	75	300	
1	Неподвижный главный контакт	6	150	600	
2	Блок-приставка 2-х-мостиковая	1	25	100	
3	Блок-приставка 3-х-мостиковая	1	25	100	

4	Пружина главных контактов	3	75	300	
5	Пружина возвратная	1	25	100	
6	Упор якоря (амортизатора)	1	25	100	
7	Втулка	2	50	200	

Таблица 40

Датчик реле давления, типа ДРД-1/2

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Сильфон (узел)	1	25	100	
2	Пружина	1	25	100	
3	Гайка	1	25	100	

Таблица 41

Датчик реле давления, типа ДРД-1/3

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Сильфон (узел)	1	25	100	
2	Пружина	1	25	100	
3	Гайка	1	25	100	

Таблица 42

Датчик реле давления, типа ДРД-1/05

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Сильфон (узел)	1	25	100	
2	Пружина	1	25	100	
3	Гайка	1	25	100	

Таблица 43

Датчики реле протока, типа РП-20, РП-40, РП-50

--	--	--	--	--	--

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Кулачок	1	1	4	
2	Пружина	1	1	3	
3	Трубка	1	8	30	

Таблица 44

Датчик напора, типа ДН-1000

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Мембрана	1	-	2*	

* Норма дана в килограммах.

Таблица 45

Реле уровня полупроводниковые, типа ПРУ-5М и ПРУ-5СЗГ

№ п/п	Наименование детали (узла)	Количество деталей в одном изделии, штук	Норма расхода на 100 изделий при ремонте		Примечание
			текущем	капитальном	
1	2	3	4	5	6
1	Поплавок	2	2	10	
2	Прокладка	2	4	12	
3	Кольцо	3	3	14	
4	Преобразователь передающий	2	2	6	
5	Прокладка	1	1	6	

Примечание:

Типы и серии приборов маркируются в соответствии с условными обозначениями:

1) ТСМ

—
термометр сопротивления медный;

2) МЭД

—
манометр электрический дифференциальный;

3) ЭКМ

—
электроконтактный манометр;

4) МТС

—

манометр технический самопишущий;

5) ММЭ

манометр мембранный электрический;

6) ДТ

тягометр дифференциальный;

7) ДМ

манометр дифференциальный;

8) ДММ

дифференциальный манометр мембранный;

9) ДМЭ

дифференциальный манометр электрический бесшкальный;

10) ДМЭР

дифференциальный манометр электрический бесшкальный ручной;

11) ДСЭР

дифференциальный сильфонный электрический расходомер;

12) ДСП

дифференциальный сильфонный показывающий;

13) ДСС

дифференциальный сильфонный самопишущий;

14) ДП

дифференциальный поплавковый;

15) ДПМ

дифференциальный поплавковый жидкостный;

16) ДКО

дифференциальный колокольный;

17) КСМ

мост комплекса самописцев;

18) ПРУ

полупроводниковые реле уровня;

19) РП - датчик реле протока;

20) ДРД

датчик реле давления;

21) ТПП ТСМ - термометры монометрический;

22) ТСМ - термометры монометрический;

23) НП

преобразователь измерительный;

24) ОБМ - манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие;

25) ОБВ - манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие;

26) ОБМГ

манометры показывающие;

27) МОШ - манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие;

28) ВОШ - манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие;

29) МВОШ - манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие;

30) МП - манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие
сигнализирующие;

31) ВП - манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие
сигнализирующие;

32) МВП - манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие
сигнализирующие;

33) ЭКМ - манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие
электроконтактные;

34) ЭКВ - манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие
электроконтактные;

35) ЭКМВ - манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие
электроконтактные;

36) ВЭ - манометр, вакуумметр и мановакуумметр показывающий
электроконтактный;

Приложение 7
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по пуску и наладке установок очистки производственных сточных вод тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по пуску и наладке установок очистки производственных сточных вод тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяются на очистные сооружения по обработке и очистке сточных вод, образующихся в производственных процессах и при пусконаладочных работах.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методические указания предназначены для инженерно-технического персонала тепловых электростанций (далее - ТЭС) и специализированных пусконаладочных организаций, занимающихся пуском и наладкой установок очистки производственных сточных вод ТЭС.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) промышленные сточные воды
—
отводимые в водоемы с территорий промышленных предприятий через систему канализации или самотеком, свойства которых оказались ухудшенными;

2) сорбционные материалы
—
материалы, способные поглощать растворенные в жидкости вещества;

3) фильтрация
—
процесс разделения неоднородных систем при помощи пористых материалов, пропускающих дисперсионную среду и задерживающих дисперсную твердую фазу;

4) напорный трубопровод
—
комплекс сооружений для транспортирования газообразных, жидкости или газа, при внутреннем абсолютном давлении в транспортируемой среде более 0,1 мега Паскаль (далее
—
МПа);

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Подготовительные операции

по пуску и наладке установок очистки производственных сточных вод тепловых электростанций

4. Анализ проектной документации производится до начала строительства очистных установок. При этом проверяется соответствие проекта действующим нормативно-техническим документам на территории Республики Казахстан и учитывается опыт эксплуатации этих установок на ТЭС. При проведении анализа проектной документации руководствуются программой наладки установок для очистки сточных вод от нефтепродуктов, для нейтрализации обмывочных вод регенерационных воздухоподогревателей (далее

—
РВП), регенерационных вод водоподготовительных установок (далее

—
ВПУ), блочных обессоливающих установок (далее

—
БОУ), автономных обессоливающих установок и вод кислотных промывок теплоэнергетического оборудования.

5. Анализ проектной документации производится в порядке:

- 1) составление замечаний по проектной документации;
- 2) согласование с заказчиком и проектной организацией составленных замечаний;
- 3) внесение изменений и дополнений в проект;
- 4) контроль за внесением изменений в проект.

6. Проверка соответствия монтажа проекту осуществляется в ходе строительства очистных сооружений путем постоянного технического надзора за качеством строительно-монтажных работ с регистрацией и указанием выявленных расхождений между проектным решением и натурным исполнением отдельных элементов.

Контроль, за монтажом оборудования и выполнением предпусковых работ осуществляется согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее

—
Правила технической эксплуатации) и Правилам техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859) (далее

—
Правила техники безопасности).

7. До пуска очистных сооружений осуществляется контроль за:

- 1) соответствием монтажа проекту согласно действующим нормативно-техническим документам;
- 2) гидравлическими испытаниями подземных сооружений, трубопроводов и оборудования;
- 3) устранением дефектов, выявленных в процессе гидравлических испытаний, и повторными гидравлическими испытаниями;
- 4) обратной засыпкой подземных коммуникаций и сооружений с передачей заказчику акта на скрытые работы со схемой подземных коммуникаций, привязанной к наземным реперным точкам;
- 5) проверкой технического состояния арматуры и насосов;
- 6) подготовкой и установкой средств измерения в соответствии с проектом;
- 7) подготовкой к загрузке и за загрузкой фильтрующих и сорбционных материалов; отмывкой фильтрующих и сорбционных материалов, загруженных в фильтры, от пыли и мелочи;

8. До пуска очистных сооружений производится:

- 1) организация химической лаборатории для обеспечения химического контроля качества очистки стоков на промежуточных и конечных стадиях очистки (приобретение необходимых приборов, химических реактивов, построение калибровочных графиков, укомплектование штатов и подготовка персонала);
- 2) составление схем и инструкций по эксплуатации каждой очистной установки;
- 3) составление рабочих программ по пуску и наладке установок;
- 4) подготовка персонала и его инструктаж.

9. Вводимые в эксплуатацию объекты очистных сооружений проверяются, осматриваются, определяются размеры и отметки.

10. Контроль, за соблюдением проектных размеров и отметок и детальный осмотр осуществляется в течение всего хода строительства.

11. По строительно-монтажным дефектам, отступлениям от проекта и недоделкам, выявленным в результате поверочных измерений, осмотра и гидравлических испытаний сооружений и трубопроводов составляется перечень работ по устранению недоделок и дефектов до ввода сооружений в эксплуатацию.

12. Проверяется оснащенность всех резервуаров, устанавливаемых на очистных сооружениях, полным комплектом оборудования, предусмотренного проектом. Внутренняя поверхность резервуаров, подлежащих антикоррозионному покрытию, конструктивно приспособляется для его нанесения.

13. Проверяется соответствие выбранных материалов для антикоррозионного покрытия качеству и температуре поступающих стоков.

14. Проверяется защита основания резервуара от размыва поверхностными водами путем определения наличия беспрепятственного отвода вод с площадки, на которой расположены резервуары.

15. Проверяется наличие ограждения в виде обваловки или удерживающей стены, рассчитанное на гидростатическое давление разлившейся жидкости по территории расположения резервуаров:

1) высоту внешнего ограждения резервуара принимают на 200 миллиметров (далее — мм) выше расчетного уровня разлившейся жидкости;

2) объем, образуемый между откосами обвалования или ограждающими стенками, принимается для отдельно стоящих резервуаров

равным полной вместимости резервуара, для группы резервуаров - равным вместимости большего резервуара.

16. Освещение на территории резервуарного парка, принимается в соответствии с Правилами техники безопасности и нормами освещенности рабочих поверхностей и мест производства работ на территории резервуарного парка согласно таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

17. При осмотре монтируемых резервуаров учитывается, что сварные швы по внешнему виду удовлетворяют требованиям:

1) имеют гладкую или мелкочешуйчатую поверхность (без наплывов, прожогов, сужений и перерывов) и плавный переход к основному металлу;

2) наплавленный металл плотный по всей длине шва, не имеет трещин, скоплений и цепочек поверхностных пор;

3) все кратеры заварены;

4) размеры швов соответствуют стандартам, размеры швов проверяют шаблоном;

5) смещение свариваемых кромок одна относительно другой в стыковых соединениях составляет не более одной площади свариваемых листов, для листов толщиной 4-10 миллиметров (далее

— мм) и не более одной десятой площади свариваемых листов, для листов толщиной более 10 мм.

18. Обнаруженные при внешнем осмотре дефекты устраняются до проведения испытаний резервуаров на герметичность.

19. Дефекты сварных соединений устраняются посредством вырубки или выплавки участков швов с последующей сваркой. Подчеканка сварных соединений не допускается.

20. Перед гидравлическим испытанием резервуаров проверяются горизонтальность контура днища и геометрическую форму стенки резервуара. Отклонения днища

резервуара принимаются с учетом допустимых отклонений днищ резервуара согласно таблице 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

21. Допустимые отклонения образующих стенки резервуара от вертикали принимаются не превышающими 15, 30, 40, 50, 60, 70, 80 и 90 мм соответственно с первого по восьмой пояс. Проверку образующих стенки резервуара выполняют по его окружности с промежутком не менее чем через 6 метров (далее — м).

22. Измерения производятся для каждого пояса на расстоянии 50 мм от верхнего поясного шва.

23. Гидравлические испытания металлических резервуаров на прочность проводятся только на расчетную гидростатическую нагрузку.

24. При испытаниях резервуаров низкого давления принимается избыточное давление на 25% и вакуум на 50% выше проектных значений, если в проекте нет других указаний. В резервуарах повышенного давления испытательное избыточное давление и вакуум принимается в соответствии с рекомендациями проекта.

25. По мере наполнения резервуара водой наблюдается состояние конструкций и сварных соединений резервуара. При обнаружении течи из-под окрайков днища или появлении мокрых пятен на поверхности отмостки прекращается испытание, сливается вода и устраняется причину течи.

26. При обнаружении в процессе испытания свищей, течей и трещин в соединениях стенки, испытание прекращается, вода сливается до необходимого уровня:

1) при обнаружении дефекта в поясах от первого до шестого - на один пояс ниже расположения дефекта;

2) при обнаружении трещин в поясах от седьмого и выше - до пятого пояса. Обнаруженные дефекты исправляются, и места исправлений проверяются на герметичность.

27. Испытания резервуаров при низких температурах (в зимних условиях) проводятся по специальному согласованию с заказчиком.

28. Замерзание воды в трубах, задвижках и обмерзание стенок резервуара предотвращаются непрерывной циркуляцией воды и ее подогревом или утеплением отдельных узлов. Испытания во время дождя не проводятся.

29. Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе испытания по истечении 24 часов на поверхности стенки или по краям резервуара не появится течи и если уровень воды не снижается. На резервуар, сдаваемый в эксплуатацию, составляется паспорт цилиндрического вертикального резервуара, принимаемый по форме согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

30. Гидравлическое испытание резервуаров, выполненных из бетона и железобетона, производится по мере их готовности, до начала засыпки надземной части стен и не ранее достижения бетоном проектной прочности. Перед испытанием резервуара производится тщательный визуальный осмотр.

31. Торцы стыкуемых сборных железобетонных элементов перед бетонированием очищаются. Не допускается насечек стыкуемых поверхностей отбойными молотками.

32. Перед началом залива обеспечивается плотное закрытие всех технологических задвижек для исключения просачивания воды через них.

33. Залив воды в резервуар производится в два этапа:

1) на высоту 1 м с выдерживанием в течение 1 суток для проверки герметичности днища;

2) до проектной отметки.

34. Испытание железобетонных резервуаров на водонепроницаемость начинается не ранее чем через 5 суток после их наполнения водой.

35. До начала контрольного определения фильтрационных потерь исключают ежесуточное понижение уровня воды.

36. Резервуар, выполненный из бетона или железобетона, признается выдержавшим испытание, если:

1) убыль воды в нем за одни сутки не превышает 3 литра (далее

л) на 1 квадратный метр (далее - м^2) смоченной поверхности стен и днища;

2) через стенки не наблюдается выхода струек воды;

3) швы не обнаруживают признаков течи и не установлено увлажнение грунта в основании.

37. При испытании залитого водой резервуара на наружных поверхностях допускается только потемнение и слабое отпотевание отдельных мест.

38. При наличии струйных утечек или увлажнения грунта в основании резервуар считается не выдержавшим испытания, даже если потери воды в нем не превышает нормативных.

39. После устранения выявленных дефектов проводится повторное испытание резервуара.

40. При проведении гидравлических испытаний резервуаров проверяется на горизонтальность кромок водоотводных желобов по уровню воды. Превышение отклонения поверхности кромок от горизонтальной плоскости плюс 2 мм.

41. Для обеспечения горизонтальности переливной кромки водосборного желоба передняя вертикальная стенка оборудуется доской с прямолинейной кромкой, предназначенной для перелива через нее воды. Указанная доска крепится к вертикальной стенке водоотводной лотка с помощью установленных в ней болтов с гайками.

42. При монтаже очистных сооружений применяются трубопроводы напорные и самотечные, предназначенные для подачи агрессивных сред и соединенные с резервуарами с уклоном в сторону подачи среды, средства для промывки технической водой, штуцера с арматурой для возможности их дренирования. Трубопроводы прокладывают тупиковыми участками.

43. Если температура среды, перекачиваемой по трубопроводу, превышает 50 градусов Цельсия (далее -

С), используются для фланцевых соединений паронитовые прокладки.

44. В наружных трубопроводах во избежание замерзания в них растворов предусматриваются тепловые спутники и тепловая изоляция.

45. Самотечные трубопроводы, работающие без напора, прокладываются с уклоном не менее 1:100 (0,57 градусов) и во избежание воздушных пробок исключаются случайные подъемы на изгибах. В нижних точках этих труб для опорожнения устанавливаются краны или штуцера со съемными заглушками. Прокладки между фланцевыми соединениями труб изготавливаются только из резины.

46. В процессе монтажа производится внешний осмотр всех сварных монтажных стыков трубопроводов. По внешнему виду сварной стык принимается по требованиям:

1) трещины, выходящие на поверхность шва или основного металла в зоне сварки отсутствуют;

2) не имеет наплывов и подрезов в местах перехода наплавленного металла шва к основному металлу трубы, а также пор, прожогов, незаваренных кратеров и других технологических дефектов;

3) не имеет отступлений по размерам и форме шва от требований технической документации.

47. Стыки, не удовлетворяющие требованиям, исправляются.

48. Напорные трубопроводы с рабочим давлением до 1 МПа проверяются на сплошность сварных швов физическими методами контроля.

Прочность напорных трубопроводов проверяются внутренним давлением, равным испытательному. Значение испытательного давления устанавливается проектом. При отсутствии проектных данных предварительное и окончательное испытания проводятся, используются значения испытательного давления для трубопроводов согласно таблицы 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

49. При проведении предварительного гидравлического испытания трубопроводов, установленные на них задвижки открываются. Для отключения испытываемого участка трубопровода от действующих трубопроводов устанавливаются глухие фланцы или заглушки. Перед началом испытания из трубопровода, при заполнении его водой, удаляется воздух через воздушники, устанавливаемые в местах возможного скопления воздуха.

50. Предварительное гидравлическое испытание металлических, асбоцементных и железобетонных трубопроводов продолжаются под испытательным давлением не менее 10 минут, а полиэтиленовых - не менее 30 минут, после чего давление снижают до рабочего и производят осмотр трубопроводов.

51. Напорный трубопровод считается выдержавшим предварительное гидравлическое испытание, если в нем не произошло разрыва труб и фасонных частей и нарушения заделки стыковых соединений, а под рабочим давлением не обнаружено утечек воды.

52. Гидравлические испытания напорных фильтров проводятся до загрузки их фильтрующими материалами. Испытательное давление при испытании корпуса фильтра на прочность принимается равным 1,5 % от рабочего давления. Испытательное давление при испытании корпуса фильтра на плотность принимается равным рабочему плюс 0,05 МПа.

53. Корпус напорного фильтра признается выдержавшим испытание на прочность, если при испытательном давлении в течение 10 минут в корпусе, трубопроводах и задвижках, смонтированных на фильтре, не обнаружено разрушений и течей.

54. Корпус фильтра признается выдержавшим испытание на плотность, если при испытательном давлении в течение 1 часа не обнаружено разрушений и течей и давление снизится не более чем на 0,05 МПа.

55. В процессе проведения гидравлических испытаний оборудования и трубопроводов не допускается производство на них каких-либо работ, кроме обтягивания шпилек (болтов) на крышках, люках и фланцевых соединениях. Работы по обтягиванию болтов и шпилек производятся при давлении не выше 0,30 МПа.

56. При проверке технической готовности к пуску фильтров производится:

1) сплошная визуальная проверка на отсутствие повреждений защитных дренажных сеток нижнего дренажного распределительного коллектора и проверку допустимых зазоров с помощью щупа в местах сочленения лучей с дренажным коллектором нижнего дренажного распределительного устройства (далее

НДРУ);

2) проверка на горизонтальность дренажного распределительного устройства.

57. Верхнее дренажное распределительное устройство (далее

ВДРУ) проверяется на горизонтальность по гидравлическому уровню. НДРУ и по уровню воды, заливаемой в нижнюю сферу фильтра. После выверки НДРУ на горизонтальность производится заполнение нижней сферы фильтра дробленым антрацитом фракции от 2 до 5 мм до проектной отметки.

58. При проверке насосов проверяются:

- 1) отметка оси насоса обеспечивает работу его под заливом или с допустимой высотой всасывания;
- 2) высота насоса от уровня пола насосной станции позволяет произвести монтаж присоединяемых трубопроводов и арматуры;
- 3) расстояние между насосными агрегатами в плане выбирается в соответствии со Строительными нормами проектирования наружных сетей и сооружений систем водоснабжения;
- 4) крепление агрегата к фундаменту достаточно прочно и обеспечивает передачу усилий от крутящего момента, инерционных сил и вибрации насоса к фундаменту;
- 5) конструкция рам обеспечивает возможность удобной центровки насоса с приводом;
- 6) установленный насос оборудован всеми необходимыми (по инструкции завода-изготовителя) вспомогательными трубопроводами для охлаждения и смазки подшипников, гидроуплотнения и охлаждения сальников, а также для отвода утечек воды от сальников.

Глава 3. Порядок составления рабочих программ по пуску и наладке установок для очистки сточных вод ТЭС

59. Рабочие программы составляются согласно типовым программам по пуску и наладке установок для очистки промышленных сточных вод ТЭС и согласовываются с заказчиком, монтажными и подрядными организациями, принимающими участие в пуске установок, после чего утверждают главным инженером электростанции.

60. Рабочие программы включают разделы:

- 1) общие положения;
- 2) подготовительные мероприятия;
- 3) осуществление пуска установок;
- 4) технологическая наладка работы установок;
- 5) техника безопасности.

61. Общие положения содержат:

- 1) объект и цель работы;
- 2) краткое описание схемы и технологии очистки промышленных стоков на установке;
- 3) взаимоотношения с заказчиком и подрядными организациями;
- 4) перечень организации и должностных лиц, ответственных за техническую и оперативную часть работ по этапам работ;
- 5) время начала и окончания работ.

Глава 4. Порядок подготовки персонала и его инструктаж

62. Подготовка обслуживающего персонала на вновь вводимых в эксплуатацию установках для очистки промышленных сточных вод ТЭС осуществляется согласно Правилам работы с персоналом в энергетических организациях Республики Казахстан, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 26 марта 2015 года № 234 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10830).

63. При производстве пусконаладочных и ремонтных работ соблюдаются техника безопасности и осуществляются организационные мероприятия по производству работ в соответствии с Правилами техники безопасности.

Глава 5. Осуществление пуска и наладки установок очистки производственных сточных вод тепловых электростанций

Параграф 1 Осуществление пуска и наладки установки по очистке сточных вод, содержащих нефтепродукты

64. Пуск и наладка установок для очистки сточных вод ТЭС, содержащих нефтепродукты осуществляется в соответствии с рабочей программой, составленной согласно главе 3 настоящих Методических указаний.

65. На основании составленной и утвержденной рабочей программы по пуску и наладке установки производят поузловое и комплексное опробование работы оборудования при проектной нагрузке.

66. Все параметры измеряются штатными приборами. Принятые в эксплуатацию средства измерений и автоматики проверяются на действующее свидетельство о поверке.

67. Поузловое опробование работы оборудования проводится на технической воде.

68. Поузловое опробование работы оборудования установки осуществляется в последовательности:

1) заполняются технической водой приемные резервуары, нефтеловушек, флотаторов, емкостей, подземных резервуаров, фильтров в целях определения гидравлической плотности, горизонтальности переливных порогов нефтесборных труб и сборных лотков очищенной воды, проверки качества набивки сальников поворотных нефтесборных труб;

2) включаются и опробовываются насосы пеносгонных и скребковых механизмов, устройства для стока нефтепродуктов к поворотным нефтесборным трубам на флотаторах и нефтеловушках для проверки исправности их действия, выявления и устранения дефектов и неполадок в работе;

3) проверяются исправности работы флотаторов, систем удаления осадка, отстоявшейся воды из шламонакопителя и уловленного мазута из подземного резервуара;

4) производится взрыхляющая промывка механических и угольных фильтров и удаляют мелкую фракцию с поверхности фильтрующей шихты;

5) в процессе заполнения водой, проверяется на гидравлическую плотность, включаются и опробовываются узлы и механизмы отдельных элементов схемы установки, производится включение и наладка работы средств измерения, схем автоматического управления и блокировок;

6) по окончании поузлового опробования составляются ведомости выявленных дефектов и неполадок в работе оборудования, после устранения которых и повторной проверки работы дефектных узлов и элементов схемы установка в целом считается подготовленной к пробным пускам и комплексному опробованию.

69. Комплексное опробование работы оборудования производится на замасленных и замазученных водах. Включение и обслуживание установки в работу осуществляется в соответствии с инструкцией по эксплуатации. В период комплексного опробования производится проверка соответствия производительности установки проектному значению и технологического оборудования схемы техническим характеристикам заводов-изготовителей. Определяются показатели качества очищенной воды от нефтепродуктов и взвешенных веществ по ступеням очистки и на установке и производится проверка соответствия проектным значениям.

70. Технологическая наладка установки для очистки сточных вод от нефтепродуктов производится для достижения проектных норм очистки от нефтепродуктов и максимальной эффективности очистки на каждом технологическом узле и установке в целом.

71. Обеспечивается равномерная подача сточных вод на очистку, своевременное удаление уловленных нефтепродуктов и осадка из аппаратов, входящих в состав установки выбором оптимальных режимов работы.

72. Для определения оптимальных режимов работы проводятся наладочные работы. В результате наладочных работ устанавливаются:

1) периодичность удаления нефтепродуктов с поверхности воды в приемных резервуарах;

2) периодичность удаления нефтепродуктов и осадка из нефтеловушки;

3) оптимальный устойчивый режим работы флотаторов при подаче во всасывающие патрубки флотационных насосов определенного количества воздуха в поддержании определенного давления в напорном бачке;

4) периодичность включения в работу пеносгонных устройств флотаторов, исходя из условия исключения самопроизвольного разрушения пены на поверхности воды в них;

5) оптимальные режимы эксплуатации, включая производительность, перепад давления, продолжительность фильтроцикла механических и угольных фильтров при

условии содержания нефтепродуктов в очищенной воде менее 1,0 миллиграмм/литр (далее - мг/л);

б) оптимальные режимы регенерации механических и угольных фильтров, в том числе расходы взрыхляющей воды, пара при условии отсутствия выноса крупных зерен фильтрующих материалов в период взрыхления и эффективного удаления из фильтрующей шихты уловленных загрязнений;

7) периодичность откачивания уловленных нефтепродуктов на мазутное хозяйство.

73. На основании выполненных работ составляется режимная карта по эксплуатации оборудования установки для очистки сточных вод от нефтепродуктов.

74. За пуск установки принимается рабочее испытание комплекса сооружений, коммуникаций и оборудования. Дефекты, выявленные в процессе пробных пусков, устраняются до следующего пуска. После устранения дефектов, приступают к технологической наладке оборудования для уточнения технологических параметров работы очистных сооружений.

75. К технологическим параметрам работы очистных сооружений относятся:

- 1) допустимая скорость движения воды в отдельных сооружениях;
- 2) время, необходимое для протекания процессов обработки;
- 3) расход воды на собственные нужды установки;
- 4) расход химических реагентов; периодичность промывок, взрыхлений;
- 5) качество обработанной воды.

76. Очистку сточных вод ТЭС от нефтепродуктов осуществляют по технологической схеме:

- 1) приемный резервуар;
- 2) нефтеловушка или флотатор;
- 3) механические и угольные фильтры.

77. Типовые схемы очистки производственных сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, в соответствии со схемой установки очистки сточных вод, схемой флотационной станочки, схемой круглого железобетонного и прямоугольного металлического флотатора загрязненных нефтепродуктами предусматриваются согласно рисункам 1, 2, 3 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

78. Все приемные резервуары снабжаются водораспределительным и нефтесборным устройствами, трубами для подачи, выпуска и перелива сточной воды, трубами отвода нефтепродуктов и осадка, уровнемером.

79. Для обогрева очищаемой воды предусматриваются водяные змеевиковые подогреватели, устанавливаемые на уровне нефтесборных устройств. Схема приемного резервуара приводится согласно рисунку 4 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

80. При пуске приемных резервуаров заполняется один из резервуаров до уровня нефтесборного устройства, после чего подача сточных вод прекращается, в

наполненном резервуаре производится отстаивание сточных вод, а другой резервуар в это время наполняется.

81. Содержание нефтепродуктов для электростанций, работающих на мазуте, принимается:

- 1) в сточных водах от 80 до 100 мг/л;
- 2) после отстоя в приемных резервуарах от 50 до 60 мг/л.

82. При меньшем исходном содержании нефтепродуктов в сточных водах степень очистки в приемных резервуарах снижается в 2 раза.

83. Расход сточных вод, сбрасываемых из приемных резервуаров на сооружения для последующей очистки, принимается равным пропускной способности сооружения. Регулирование расхода производится задвижкой на отводящем трубопроводе резервуара.

84. Нефтеловушка оборудуется:

- 1) нефтесборным устройствам для улавливания и отвода всплывших нефтепродуктов;
- 2) устройством для подачи осадка в приямок нефтеловушки;
- 3) приспособлением для удаления осадка из приямка;
- 4) обогревом с помощью водяных змеевиков, расположенных на глубине 200 мм от поверхности по периметру каждой секции и на участке нефтесборных труб у сливного ребра.

85. Принципиальная схема нефтеловушки представляется согласно рисунку 5 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

86. При проверке нефтесборной трубы нефтеловушки убеждаются в правильной установке поворотных фланцев и качестве набивки сальников. Вертикальные размеры от оси трубы до верха колонки управления уточняются исходя из местных условий. Нефтесборные трубы устанавливаются строго горизонтально, чтобы при их повороте вокруг продольной оси через прорезь вдоль трубы поступали нефтепродукты с одного уровня во избежание попадания вместе с ними большого количества воды.

87. Характеристики поворотной нефтесборной трубы для секций сооружений пролетом 6 метров представлены согласно таблице 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

88. При монтаже скребкового устройства нефтеловушки выдерживаются все геометрические размеры, приведенные в рабочих чертежах. Убеждаются в горизонтальности верхних упорных уголков и нижних швеллеров. Регулируют натяжение тяговых цепей во избежание схода цепи с направляющих звездочек. Перед установкой на цепь бруски пропитывают антисептиком. Скребковый механизм для прямоугольных нефтеловушек и нефтеотделителей принимают с характеристиками согласно таблице 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

89. Сбор всплывших нефтепродуктов в нефтеловушках, не имеющих нефтесборных труб, производится по мере их накопления до толщины слоя 10 сантиметров (далее — см), не реже 1 раза в сутки. Сбор производится прикрытием выходной задвижки и поднятием уровня воды до поступления нефтепродуктов.

90. В нефтеловушках, имеющих скребковый механизм, сбор нефтепродуктов и осадка производится по мере накопления плавающих нефтепродуктов и продолжается в течение одного часа.

91. В процессе эксплуатации нефтеловушки возможен аварийный останов скребкового механизма на длительное время. Включение его вновь в работу осуществляется только после очистки нефтеловушки от осадка. Очистка нефтеловушки осуществляется в порядке:

1) нефтеловушка или одну из секций отключается и откачивается вода в резервуар после нефтеловушки;

2) по шлангам, оборудованным брандспойтом, подводится к нефтеловушке вода от напорного водопровода;

3) включается гидроэлеватор приемка нефтеловушки или открываются донные клапаны;

4) разрыхляется и смывается осадок водой из брандспойта, удаляя образующую пульпу гидроэлеватором или через донные клапаны;

5) после удаления осадка вода закрывается, отключается гидроэлеватор, включается нефтеловушку в работу.

92. Удаление осадка из приемков нефтеловушки производится гидроэлеватором, шламовым насосом, гидравлическим способом с помощью насадок или по специальному трубопроводу через донные клапаны.

93. Нефтеловушки, не оборудованные скребковыми механизмами, очищаются 2 раза в год, весной и осенью.

94. Эффективность очистки в нефтеловушке зависит от исходного содержания нефтепродуктов и в среднем при концентрации их 100-150 мг/л составляет 50-60%.

95. Возможные нарушения режима работы нефтеловушек, необходимые меры по его восстановлению приведены согласно таблице 6 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

96. Флотационные установки напорного типа согласно рисункам 2 и 3 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям состоят из:

1) флотатора;

2) напорного контактного резервуара;

3) эжектора для подачи воздуха;

4) перекачивавших насосов.

97. Флотатор оборудован вращающимся водораспределителем, нефтесборным лотком и вращающимся скребком. Напорный резервуар имеет манометр и предохранительный клапан для удаления избытка воздуха. На всасывающем трубопроводе эжектора устанавливается сетчатый фильтр.

98. При пуске флотатора в работу обеспечивается подача воздуха в сточную воду. Напорный резервуар принимает, обеспечивающим насыщение воды воздухом при давлении воды 0,3-0,5 МПа, время пребывания воды в течение 5 минут.

99. Эжектор включается, когда давление в напорных резервуарах достигнет 0,3 МПа. Для этого:

- 1) открывается задвижка, стоящая на выходе эжектора;
- 2) открывается на входе эжектора;
- 3) медленно открывается воздушный кран эжектора;
- 4) устанавливается требуемый расход воздуха.

100. Отключение эжектора производится в обратном порядке в соответствии с пунктом 110 настоящих Методических указаний.

101. Подачу воздуха в воду производят равномерно, без перебоев. Оптимальное количество воздуха определяют исходя из условия получения минимального остаточного содержания нефтепродуктов в очищенной воде.

102. Регулирование подачи воздуха осуществляется изменением расхода воды через эжектор и изменением расхода воздуха с помощью задвижки на линии всасывания в камеру смешения эжектора. Расход воздуха через насос принимается равным 5% расхода воды во избежание срыва насоса. Расход воздуха измеряется с помощью ротаметра или диафрагмы с U(Y)-образным стеклянным манометром, устанавливаемых на воздушном патрубке эжектора.

103. Для растворения воздуха в очищаемой воде поддерживается постоянный уровень воды в напорном резервуаре, не допускают скопления избытков нерастворившегося воздуха, избыток воздуха удаляют через воздушник напорного бака. Поддержание низкой температуры воды при растворении воздуха повышает эффективность очистки воды.

104. При параллельной работе более 2 флотаторов поступление воды в них регулируют на одинаковую нагрузку работы флотаторов. Регулировка производится предварительно по наполнению флотатора.

105. Во время работы флотационной установки все задвижки и вентили (за исключением регулирующих вентилях перед эжекторами) полностью открывают. Степень открытия регулирующих вентилях перед эжекторами определяются во время подбора режима работы установки.

106. При правильно подобранном режиме флотации содержание нефтепродуктов в воде после флотационной установки составляет 6-8 мг/л, при исходном содержании 50-60 мг/л, что соответствует эффективности очистки 88-87%.

107. Возможные нарушения режима работы флотационной установки и меры по их устранению приведены согласно таблице 7 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

108. Сбор и хранение осадков, образующихся при эксплуатации приемных резервуаров, нефтеловушек, флотаторов и других объектов очистных сооружений осуществляется в шламонакопителях, выполненных из железобетона. Отстоявшаяся в шламонакопителе вода по самотечной подземной схеме собирается в подземный железобетонный резервуар, откуда периодически, по мере накопления, подается насосом в головную часть очистных сооружений.

109. Механические и угольные фильтры снабжаются воздушником, пробоотборными точками на входе и выходе, пробоотборным корытом, манометрами на входе и выходе, расходомером обрабатываемой воды.

110. За фильтрующие материалы для загрузки фильтров принимаются отмытый и отсортированный гравий, кварцевый песок, антрацит, древесный уголь, полукокс, пенополиуретан, дробленый керамзит, горелые шахтные породы.

111. В подготовительные работы по загрузке фильтров включаются:

- 1) выбор и заготовку фильтрующих материалов;
- 2) устройство временных или постоянных приспособлений для их транспортировки от места сортировки к загружаемым объектам.

При выборе фильтрующего материала руководствуются его характеристикой - плотностью, химической стойкостью, механической прочностью и гранулометрическим составом.

112. Плотность песка определяется в последовательности:

- 1) среднюю пробу песка 50-100 грамм (далее - г) насыпать в мерный цилиндр, заполненный водой;
- 2) разность объемов воды в цилиндре до и после засыпки песка соответствует объему песка в твердом теле;
- 3) подсчет плотности

γ
п грамм/кубический сантиметр (г/см³) производить по формуле:

$$\gamma_{п} = \frac{m}{V_{т}}$$

(1)

где m - масса пробы песка, г;

$V_{т}$ - объем песка в твердом теле, кубический сантиметр (далее - см³).

113. Механическая прочность загрузки характеризуется измельчаемостью не более 4% и истираемостью не более 0,5%.

114. Анализ гранулометрического состава фильтрующего материала производится с помощью комплекта сит калибров:

- 1) 0,25;
- 2) 0,5;
- 3) 0,6;
- 4) 0,75;
- 5) 1,0;
- 6) 1,25;
- 7) 1,5;
- 8) 2,0 мм.

115. Фильтрующие материалы транспортируются в фильтры гидромеханическими устройствами.

116. В качестве коммуникаций для транспортировки пульпы применяются резиновые шланги, резинотканевые рукава и стальные трубы. Соединение стальных труб выполняют на фланцах.

117. При загрузке двухслойных фильтров с верхним слоем из антрацитовой крошки работы проводятся в два этапа:

1) фильтр загружается только песком на проектную высоту загрузки, заполняют водой, проводится гидравлическая классификация зерен песка в течение двух часов путем взрыхления. Фильтр продренируется, вскрыется и удалится верхний мелкий слой песка;

2) после достижения гранулометрического состава верхнего слоя песка нормы, приступают к загрузке фильтра антрацитовой крошкой. Фильтр на половину метра выше поверхности песка заполняется водой, засыпается антрацитом, который выдерживается в воде в течение шести часов для выделения воздуха из пор антрацита. Фильтр закрывается и антрацит отмывают путем взрыхления с интенсивностью 7 литров/квадратный сантиметр (далее - л/см²) в первые 4 минуты с постепенным увеличением интенсивности, не допуская выноса рабочих фракций. Отмывка производится до полного осветления. Схемы механических и угольных фильтров приводятся согласно рисункам 6 и 7 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

118. Угольные фильтры, загруженные активированным углем, взрыхляются горячей водой со скоростью до 15 метров/час (далее - м/ч). Скорость фильтрации на механических и угольных фильтрах принимается 8 м/ч.

119. Для восстановления поглощающей способности загрузок фильтров производится пропаривание фильтрующего слоя. При этом:

- 1) удаляется 90-96% нефтезагрязнений;
- 2) удаляется сорбционных - 70-75%;

3) увеличивается продолжительность фильтроцикла.

120. Пропуск пара давлением около 0,1 МПа осуществляется в направлении фильтрования со сбросом образующегося конденсата в бак перед флотатором.

121. Пропаривание производится до снижения концентрации нефтепродуктов в конденсате до 2 мг/л, продолжительность пропаривания устанавливается 3 часа.

122. Объем технологического контроля принимается обеспечивающим за приемными резервуарами:

- 1) поддержание стабильной нагрузки;
- 2) своевременное переключение приемных резервуаров;
- 3) своевременное опорожнение приемных резервуаров;
- 4) поддержание режима удаления нефтепродуктов и шлама;
- 5) ведение учета стоков, поступающих на очистку;

123. Объем технологического контроля принимается обеспечивающим за нефтеловушкой:

- 1) поддержание заданной производительности;
- 2) своевременное удаление нефтепродуктов и шлама.

124. Объем технологического контроля принимается обеспечивающим за флотатором:

- 1) поддержание заданной производительности;
- 2) поддержание заданного расхода воздуха через эжектор;
- 3) поддержание заданного давления и уровня воды в напорном баке;
- 4) своевременное удаление нефтепродуктов и шлама.

125. Объем технологического контроля принимается обеспечивающим за механическими и сорбционными фильтрами:

- 1) поддержание заданной скорости фильтрации;
- 2) своевременное отключение фильтров на взрыхляющую отмывку;
- 3) измерение расхода очищенной воды за фильтроцикл;
- 4) периодическое (1 раз в 3 месяца) вскрытие фильтров для визуального осмотра состояния фильтрующего слоя;
- 5) периодическое (1 раз в 2 года) вскрытие и выгрузку фильтрующего материала для осмотра нижней дренажной системы.

126. В химический контроль за работой установки по очистке сточных вод, содержащих нефтепродукты, включается отбор проб и определение в них содержания нефтепродуктов в точках:

- 1) на входе каждого приемного резервуара;
- 2) на входе каждой секции нефтеловушки (выходе каждого резервуара);
- 3) на входе каждого флотатора (выходе резервуара сбора воды после нефтеловушки);
- 4) на входе каждого фильтра (выходе резервуара сбора воды после флотатора);

5) на выходе каждого фильтра.

127. При использовании очищенной воды на технологические нужды ТЭС производится периодическое (2 раза в 1 месяц) определение в воде жесткости, кислотности, щелочности, окисляемости, сухого остатка, взвешенных веществ и солесодержания.

Параграф 2. Осуществление пуска и наладки установок очистки промышленно-дождевых вод с промплощадок ТЭС

128. Пуск и наладка установок для очистки промышленно-дождевых вод с промплощадок ТЭС подразделяется на последовательно выполняемые этапы:

- 1) анализ проекта установки;
- 2) контроль за монтажом оборудования и выполнение предпусковых работ;
- 3) пуск установки;
- 4) технологическая наладка установки.

129. При анализе проектно-технической документации установок руководствуются, согласно пунктам 6, 7 и 8 настоящих Методических указаний и Правилами технической эксплуатации.

130. При контроле за монтажом оборудования и выполнении предпусковых работ проверяется соответствие выполненных работ проектно-технической документации.

131. Пусковые и наладочные работы на установках для очистки промышленно-дождевых вод с промплощадок ТЭС производятся согласно главам 6 и 7 настоящих Методических указаний.

Параграф 3. Осуществление пуска и наладки установок очистки комплексной нейтрализации сточных вод ТЭС и регенерационных вод ВПУ и БОУ

132. В комплексную установку по нейтрализации промышленных сточных вод ТЭС включаются:

- 1) оборудование для нейтрализации промышленных сточных вод ТЭС;
- 2) оборудование для нейтрализации и обезвоживания осадка обмывочных вод РВП;
- 3) оборудование нейтрализации вод после кислотных промывок и консервации тепломеханического оборудования;
- 4) оборудование нейтрализации регенерационных вод ВПУ и БОУ.

133. При подготовке к пуску комплексной установки по нейтрализации сточных вод ТЭС и регенерационных вод ВПУ и БОУ руководствуются типовыми программами наладки установки нейтрализация сточных вод ТЭС.

134. Поузловое опробование оборудования установок производится на технической воде. В процессе поузлового опробования производятся гидравлические испытания оборудования и трубопроводов, подготовку растворов реагентов, включение в работу

средств измерения, выявление дефектов и неполадок в работе оборудования, после устранения которых приступить к комплексному опробованию и наладочным работам на установках.

135. Комплексное опробование установок осуществляется на сточных водах ТЭС.

136. На основании результатов наладочных работ составляется режимная карта по технологии нейтрализации и обезвреживанию сточных вод ТЭС и эксплуатации оборудования установок.

137. Схему комплексной установки по нейтрализации представляют согласно рисунку 8 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

138. Конструкция баков комплексной установки аналогична конструкции приемных резервуаров установки очистки сточных вод, содержащих нефтепродукты.

139. Пуск и наладка устройств механического обезвоживания шлама производится согласно инструкциям заводов-изготовителей.

140. Наладка режима нейтрализации сточных вод определяется по выбору оптимальных значений показателей:

- 1) продолжительность перемешивания вод;
- 2) рабочая концентрация нейтрализующего реагента;
- 3) продолжительность перемешивания пульпы;
- 4) продолжительность отстаивания пульпы.

141. Для обмывки РВП используются щелочные воды, регенерационные воды анионитных фильтров ВПУ, продувочные воды котлов.

142. Температура воды для обмывки РВП принимается не более 60

°

С во избежание разрушений химических покрытий трубопроводов и баков.

143. Перемешивание обмывочных вод производится насосами рециркуляции и сжатым воздухом.

144. При использовании сжатого воздуха для перемешивания устанавливается давление в магистрали сжатого воздуха для баков вместимостью 400-500 кубических метров (далее - м³) не менее 0,35 МПа. Перемешивание производят в течение 45 минут.

145. После перемешивания стоков отбирается проба воды и определяется количество известкового молока $V_{и.м}$ (м³), необходимое для нейтрализации всего собранного объема обмывочных вод, рассчитанное по формуле:

$$V_{и.м} = \frac{V_{о.в} \alpha}{V_{пр}}$$

(2)

где $V_{о.в}$ - собранный объем сточных вод, м³;

a - количество рабочего раствора известкового молока, пошедшее на титрование пробы сточных вод, миллилитр (далее – мл);

$V_{\text{пр}}$ - объем отобранной пробы сточных вод, мл.

146. Концентрация рабочего раствора нейтрализующего реагента подбирается для оптимальной продолжительности дозирования.

147. Используется известковое молоко с концентрацией от 1800 до 2500 миллиграмм

– эквивалент/литр (далее - мг-экв/л).

148. Проводится нейтрализация в два этапа:

1) на первом этапе дозируют нейтрализующий реагент до значения кислотности равного 9,0, производят тщательное перемешивание пульпы для выравнивания значения кислотности;

2) на втором этапе доводят значения кислотности до 10,0 путем дозирования нейтрализующего реагента насосом-дозатором.

149. Процесс нейтрализации прерывается при значении кислотности равном 7. Дальнейшая нейтрализация до значения кислотности равного 10, позволяет получить осветленную воду с содержанием соединений ванадия, соответствующим нормам предельно допустимой концентрации.

150. Отстаивание пульпы для выделения твердой фазы является заключительной операцией нейтрализации обмывочных вод после обмывки РВП. Полное разделение осветленной воды и шлама происходит в среднем за 24 часа, при этом для улучшения структуры осадка перед разделением пульпы производят ее перемешивание сжатым воздухом в течение 2 часов.

151. После разделения пульпы на осветленную воду и твердую фазу откачивается вода на нужды электростанции, на шламонакопитель или на устройства механического обезвоживания шлама.

152. Сточные воды, образующиеся в результате химических очисток и консервации оборудования, отправляют в усреднители комплексной установки.

153. Кроме усреднителей в схему очистных сооружений входят баки-нейтрализаторы для доочистки стоков и устройства механического обезвоживания шлама. Схема бака-нейтрализатора сбросных вод химических промывок приводится согласно рисунку 9 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

154. Для химических очисток оборудования используются растворы:

1) ингибированной соляной кислоты;

2) серной или соляной кислоты с гидразином;

3) низкомолекулярных кислот;

4) на основе комплексонов.

155. Нейтрализация и очистка сточных вод, образующихся при проведении химических очисток тепломеханического оборудования, производится согласно Правилам техники безопасности. При проведении наладочных работ на комплексной установке по нейтрализации определяются объемы технологического и химического контроля за работой установки, содержащие:

1) поддержание заданного режима нейтрализации и обезвреживание стоков;

2) поддержание заданной продолжительности перемешивания нейтрализованных и обезвреженных стоков:

3) своевременное удаление отстоявшейся осветленной воды и шлама;

4) поддержание бесперебойной работы механических устройств обезвреживания шлама;

5) своевременное приготовление и бесперебойное дозирование требуемых реагентов.

156. В химический контроль за работой комплексной установки включаются отбор проб и определение в них соединений ванадия, никеля, меди, железа, трилона Б, гидразина, аммиака и ингредиентов, указываемых в технических инструкциях установки.

157. К сточным водам ВПУ и БОУ относятся:

1) продувочные воды осветлителей, содержащие большое количество взвешенных веществ и в случае известкования с коагуляцией имеющие повышенную кислотность;

2) промывочные воды механических фильтров с повышенным содержанием взвешенных веществ;

3) кислые и щелочные воды со склада реагентов и регенерационные воды с ионитной части ВПУ с высоким содержанием серной кислоты, едкого натра и нейтральных сернокислых и хлористых солей натрия, кальция, магния, окислов железа.

158. Продувочные воды осветлителей обрабатываются на комплексной установке нейтрализации сточных вод. Образовавшийся в результате обработки воды шлам после отстоя в отстойниках периодического действия направляется на шлакоотвал.

159. Обезвоженный шлам, полученный при обработке продувочных вод на фильтр-прессе вывозится в места захоронения, отжатую воду на фильтр-прессе и осветленную воду в отстойниках и нашламоотвале повторно используется для промывки механических фильтров.

160. Продувочные воды осветлителей направляются в систему гидрозолоудаления для транспортировки золы и шлака, на нейтрализацию кислых стоков и обмывочных вод РВП.

161. Промывочные воды механических фильтров при наличии осветлителей используются в качестве добавочной воды к исходной воде, подающейся в осветлители.

162. При отсутствии осветлителей воду от промывки механических фильтров обрабатываются отстаиванием в специальном отстойнике с возвратом осветленной воды в линию исходной воды и удалением отстоявшегося шлама на шламоотвал или используются в системе гидрозолошлакоудаления, направляются в систему сбора и использования регенерационных вод ионитных фильтров.

163. Регенерационные воды ВПУ и БОУ в зависимости от местных условий направляются:

- 1) в систему гидрозолоудаления с использованием на нужды гидротранспорта;
- 2) в водоемы с соблюдением санитарно-гигиенических и рыбохозяйственных требований к качеству воды водоема в расчетном створе;
- 3) в пруды-испарители при благоприятных климатических условиях;
- 4) на выпарные установки при технико-экономическом обосновании.

164. Перед сбросом в водоем кислых и щелочных регенерационных вод их направляют на установку по нейтрализации сточных вод ВПУ и БОУ.

165. В состав установки входит оборудование:

- 1) баки-усреднители - 2 штуки;
- 2) баки-нейтрализаторы - 2 штуки;
- 3) циркуляционные насосы.

166. Схема установки по нейтрализации регенерационных вод ВПУ и БОУ приводится в соответствии с рисунком 10 Приложения 3 к настоящему Методическим указаниям.

167. Перед пусконаладочными работами на установке обращается внимание на:

- 1) суммарная вместимость баков обеспечивает прием регенерационных вод от блока фильтров или суточного расхода при параллельной схеме и реагентов для донейтрализации;
- 2) баки имеют антикоррозионное покрытие и оборудованы подводом сжатого воздуха и реагентов;
- 3) часовая производительность циркуляционного насоса для перемешивания воды в баке-нейтрализаторе составляет более 3 части вместимости бака-нейтрализатора;
- 4) циркуляционные насосы, баки-нейтрализаторы и баки-усреднители оборудованы средствами измерения и пробоотборники точками.

168. При сбросе сточных вод ВПУ и БОУ учитывается резко переменный расход вод и значительные колебания значений кислотности, которые наблюдаются в пределах работы смены. Сточные воды ВПУ и БОУ собирают в баки-усреднители:

- 1) кислые воды в бак для кислых вод;
- 2) щелочные в бак для щелочных вод.

169. Нейтрализация регенерационных вод осуществляется в баках-нейтрализаторах. Выпадающий при нейтрализации шлам направляется на шламоотвал, на фильтр-прессы для обезвоживания и последующего захоронения, осветленную после нейтрализации воду направляют на повторное использование или на сброс в водоем.

170. При нейтрализации регенерационных вод ВПУ и БОУ используется взаимная нейтрализация кислых и щелочных вод.

171. Кислотность и щелочность (

Δ
) грамм
—
эквивалент/кубический метр (далее - г-экв/м³) суточного сброса сточной воды ВПУ определяется по формуле:

$$\Delta = U(q_k - 1)$$

$$\sum_{K} (q_{щ} - 1)$$

$$\sum_{A} \quad (3)$$

где q_k и $q_{щ}$ - расхода кислоты и щелочи на регенерацию, грамм- эквивалент/грамм эквивалент (далее - г-экв/г-экв);

$$\sum_{K и} \sum_{A}$$

A - суммы удаляемых из воды катионов и анионов, г-экв/м³;

U - коэффициент, показывающий, во сколько раз количество воды, обработанной на водород-катионитных фильтрах, превышает количество воды, обработанной на анионитных фильтрах.

172. При положительных значениях

Δ
сточная вода кислая, при отрицательных - щелочная.

173. При нейтрализации регенерационных вод в качестве нейтрализующего агента используются щелочные растворы.

174. Обращают внимание на процесс перемешивания раствора в баке-нейтрализаторе - от его скорости зависит скорость протекания процесса нейтрализации и вместимость баков.

175. Процесс перемешивания раствора в баке-нейтрализаторе производится методами:

- 1) пневматическим (сжатым воздухом);
- 2) механическим, с помощью насосов.

176. Принимаются отношение высоты бака к его диаметру больше единицы.

177. Расход воздуха на перемешивание принимается равным $0,8 \text{ м}^3$ на 1 квадратный метр (далее м^2) поперечного сечения бака-нейтрализатора.

178. Если сточные воды ВПУ и БОУ имеют щелочный характер, то для нейтрализации добавляются кислые реагенты с непосредственным добавлением кислоты в бак-нейтрализатор.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по пуску и
наладке установок очистки
производственных
сточных вод тепловых
электростанций

Таблица 1.

Нормы освещенности рабочих поверхностей и мест производства работ на территории резервуарного парка.

№ п/п	Освещаемая рабочая поверхность, место производства работ	Минимальная общая освещенность, люксов
1	2	3
1	Резервуарный парк	5
2	Места измерений уровня и управления задвижками в резервуарном парке	10
3	Лестницы, обслуживающие площадки	10
4	Проезды: 1)вспомогательные 2)глазные	0,5 1-3

Таблица 2.

Допустимые отклонения днища резервуара

№ п/п	Вместимость резервуара, м^3	Допустимые отклонения, мм			
		при незаполненном резервуаре		при заполненном резервуаре	
		Разность отметок		Разность отметок	

		соседних точек на расстоянии 6 м	Разность отметок любых других точек	соседних точек на расстоянии 6 м	Разность отметок любых других точек
1	2	3	4	5	6
1	Менее 700	10	25	20	40
2	700-1000	15	40	30	60
3	2000-5000	20	50	40	80
4	10000-20000	10	50	30	80

Таблица 3.

Значения испытательного давления для трубопроводов

№ п/п	Трубопровод	Испытательное давление, МПа (кгс/см ²)
1	2	3
1	Стальной с рабочим давлением, МПа: 1) до 2; 2) более 2.	Рабочее плюс 0,5, но не менее 1 Рабочее с коэффициентом 1,25
2	Чугунный, МПа: 1) со стыковыми соединениями под зачеканку с рабочим давлением до 1; 2) с равнопрочными стыковыми соединениями на резиновых уплотнителях.	Рабочее плюс 0,5 Рабочее плюс 0,8, но не более 0,7 нормы заводского испытательного давления
3	Железобетонный предварительно-напряженный	Рабочее плюс 0,3 для труб I и II классов, рабочее плюс 0,2 для труб III класса
4	Асбестоцементный	Рабочее плюс 0,3, но не менее 0,5 заводского испытательного давления на водонепроницаемость
5	Полиэтиленовый	Рабочее с коэффициентом 1,5

Таблица 4.

Характеристики поворотной нефтесборной трубы.

№ п/п	Тип трубы	
1	2	3
1 Труба с ручным приводом		
	Диаметр условного прохода	300 мм
	Угол поворота	60 ○
	Время поворота	5 минут
	Усилие на маховике	60 Ньютонов
	Масса	429,6 кг

2 Труба с электроприводом		
	Диаметр условного 7 прохода	300 мм
	Угол поворота	60 °
	Время поворота	11 секунд
	Электропривод:	
	Тип	ЭПВ-10-П
	Мощность	0,42 килоВатт
Продолжение таблицы 4		
1	2	3
	Частота вращения	1450 оборотов /минута (далее - об/мин)
	Максимальный крутящий момент на выходном валу	90 Ньютонов
	Общая масса	526,4 килограмм

Таблица 5.

Характеристики скребкового механизма для прямоугольных нефтеловушек

№ п/п	Наименование характеристики	Значение характеристики
1	2	3
2	Площадь удаления осадка	156 м ²
3	Скорость движения скребков	7,3 миллиметр/секунда
4	Частота вращения ведущего вала	0,334 об/мин

Таблица 6.

Возможные нарушения режима работы нефтеловушки, необходимые меры по восстановлению

№ п/п	Нарушение	Причина	Меры по устранению
1	2	3	4
1	Содержание нефтепродуктов после нефтеловушки превышает норму	Скопление значительного количества нефтепродуктов и шлама в рабочих секциях	Собрать накопившиеся нефтепродукты и удалить шлам.
		Увеличение скорости потока в секциях за счет неравномерности расхода стоков по секциям	Проверить равномерность распределения стоков по секциям.
		Неравномерность потока по ширине нефтеловушки из-за нарушения горизонтальности водослива	Проверить и в случае нарушения обеспечить горизонтальность водослива

2	Нефтепродукты плохо проходят (или совсем не проходят) по системе нефтесборных труб	Засорение нефтепроводных труб Переполнение нефтесборных резервуаров	Прочистить. Опорожнить резервуары
3	Иловая жидкость плохо или совсем не поступает в приемную камеру насосной станции	Засорение илопровода	Закрыть донные клапаны, нефтеловушки, определить место засорения и произвести чистку с последующей промывкой чистой водой
4	К работающему гидроэлеватору не поступает откачиваемая смесь	Засорение всасывающего трубопровода	Произвести ревизию и чистку
5	При работе скребкового транспортера отключается электродвигатель (срабатывает защита по максимальному току)	Скопление большого количества песка на дне секции	Остановить скребковый транспортер, определить высоту слоя песка и при необходимости разрыхлить и удалить песок гидросмывом.
		Неисправность системы передач скребкового транспортера	Отключить секцию, устранить дефект.
		Перекос или поломка скребка	Откачать жидкость из секции. Выявить причину и устранять дефект
6	В приемную камеру шламового насоса непрерывно поступает сточная вода	Неплотно закрыт донный клапан	Закрыть донный клапан. В случае поломки или засорения отключить секцию, откачать жидкость, выявить и устранить неисправность.
7	При отключенных нефтесборных трубах в нефтесборный резервуар поступает сточная вода	Неплотно закрыта запорная арматура на трубопроводе после гидроэлеватора	Обтянуть арматуру. В случае необходимости откачать жидкость, устранить дефект
		Неисправность сальниковых соединений нефтесборных труб или набивки сальника	Отключить секцию. Понизить уровень стоков в секции ниже нефтесборных труб, произвести ремонт сальниковых соединений или набить сальники

Таблица 7.

Возможные нарушения режима работы флотационной установки и меры по их устранению

№ п/п	Нарушение	Причина	Меры по устранению
1	2	3	4

1	Срыв работы насоса (падение давления на манометре)	Чрезмерная подача воздуха во всасывающую трубу насоса	Прекратить подачу воздуха, закрыть воздушный кран эжектора. Если давление не возрастает, остановить насос, выпустить из него воздух и вновь запустить
2	Отсутствие или малое количество воздушных пузырьков в воде из флотационной камеры	Перебои в подаче воздуха из-за плохой работы эжектора	Отключить эжектор, найти и устранить причину перебоя в подаче воздуха
3	Содержание нефтепродуктов в очищенной воде превышает 20 мг/л	Резкое увеличение расхода сточных вод; повышение концентрации нефтепродуктов в поступающей во флотатор воде	Уменьшить расход воды; проверить работу узла очистки, предшествующего флотации

Приложение 2
к Методическим указаниям по
пуску и
наладке установок очистки
производственных
сточных вод тепловых
электростанций
Форма

Паспорт цилиндрического вертикального резервуара.

1. Вместимость _____
2. Марка _____ № _____
3. Дата составления паспорта _____
4. Место установки (наименование предприятия) _____
5. Назначение резервуара _____
6. Основные размеры элементов резервуаров (диаметр, высота)

7. Наименование организации, выполнившей рабочие чертежи, и номер чертежей

8. Наименование завода-изготовителя стальных конструкций

9. Наименование строительно-монтажных организаций, участвовавших в возведении резервуара:
 1) _____ 2) _____ 3) _____

10. Перечень установленного на резервуаре оборудования: _____
11. Отклонение от проекта _____
12. Дата начала монтажа _____
13. Дата окончания монтажа _____
14. Дата начала и окончания каждого промежуточного и общего испытаний резервуаров и результаты испытаний: _____

15. Дата приемки резервуара и сдачи его в эксплуатацию _____

16. Приложения к паспорту:

Техническая документация по приемке резервуара

17. Рабочие чертежи _____
18. Заводские сертификаты на изготовленные стальные конструкции _____
19. Документы о согласовании отступлений от проекта при монтаже.
20. Акты приемки скрытых работ _____
21. Документы, удостоверяющие качество электродов, электродной проволоки, флюсов и прочих материалов, примененных при монтаже _____
22. Схемы геодезических измерений при проверке разбивочных осей и установке конструкций _____
23. Журнал сварочных работ _____
24. Акты испытания резервуара _____
25. Описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводивших сварку конструкций при монтаже, с указанием присвоенных им цифровых или буквенных знаков _____
26. Документы результатов испытаний сварных монтажных швов _____
27. Заключение по просвечиванию сварных монтажных швов проникающим излучением со схемами расположения мест просвечивания _____
28. Акты приемки смонтированного оборудования
29. Подписи представителей заказчика и строительно-монтажных организаций

**3. Техническая документация по эксплуатации резервуара
(формы для заполнения)**

Таблица 1. Периодическая проверка осадки фундамента

№ п.п.	Дата проверки	Способ проверки	Результат проверки	Должность, фамилия и подпись лица, проводившего проверку	Место хранения акта проверки (номер дела)

Таблица 2.Проведение ремонтов фундамента

№ п.п.	Дата приемки из ремонта	Описание ремонта	Должность, фамилия лица, руководившего ремонтом	Место хранения акта на проведенный ремонт (номер дела)
--------	-------------------------	------------------	---	--

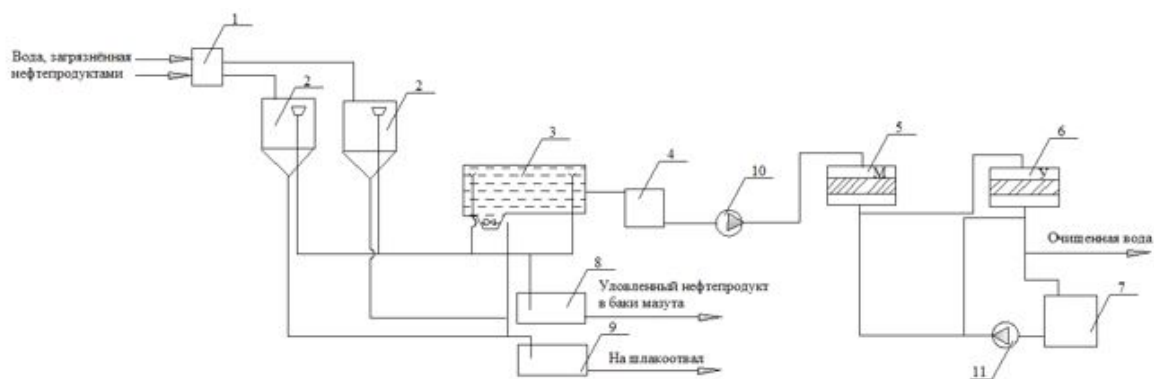
Таблица 3. Аварии резервуара

№ п.п.	Дата аварии	Описание аварии	Причина аварии	Место хранения акта об аварии (номер дела)
--------	-------------	-----------------	----------------	--

Таблица 4.Ремонт резервуара

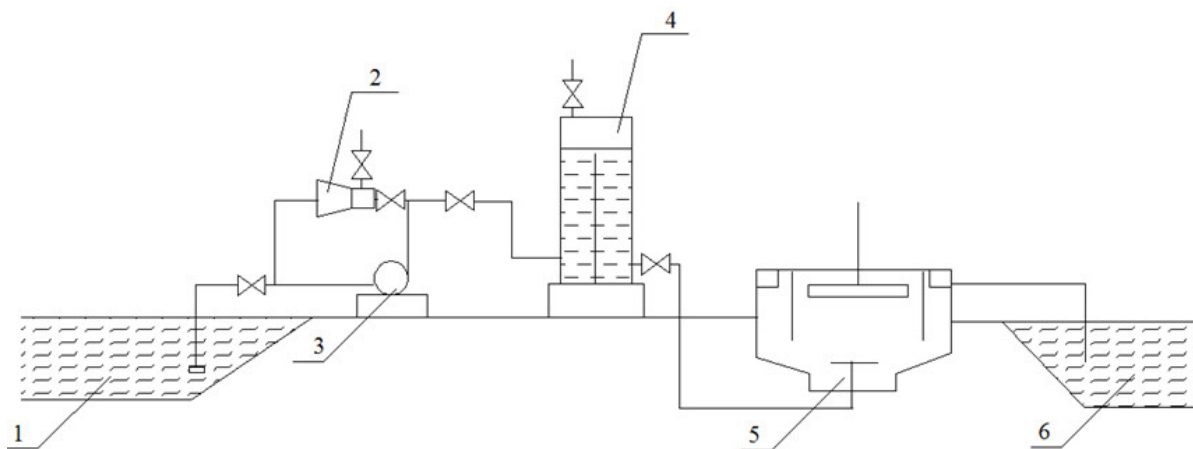
№ п.п.	Дата приемки из ремонта	Характер и вид ремонта	Что подвергалось ремонту	Как проводился ремонт	Качество и результаты ремонта	Должность, фамилия, имя, отчество, подпись лица, ответственного за ремонт	Место хранения акта на ремонт (номер дела)
--------	-------------------------	------------------------	--------------------------	-----------------------	-------------------------------	---	--

Приложение 3
к Методическим указаниям
по пуску и
наладке установок очистки
производственных
сточных вод тепловых
электростанций



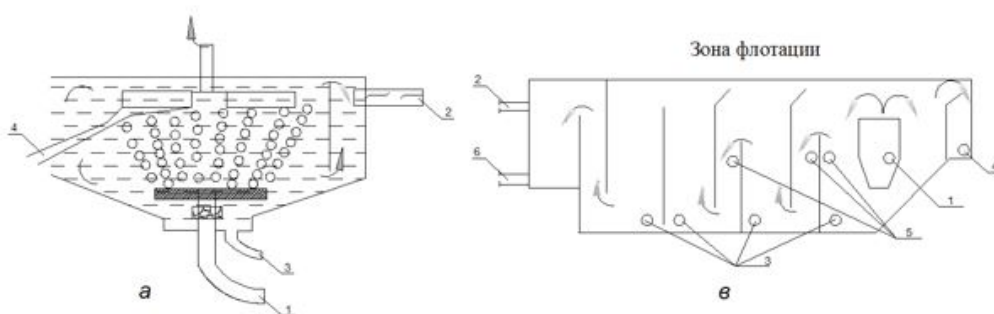
1 - распределительная камера, 2 - приемные резервуары, 3 - нефтеловушка, 4 - промежуточный резервуар, 5 - механический фильтр, 6 - угольный фильтр, 7 - резервуар очищенной воды, 8 - резервуар уловленного нефтепродукта, 9 - резервуар осадка, 10 - насос подачи очищаемой воды на фильтры, 11 - насос взрыхляющей промывки фильтров.

Рисунок 1. Схема установки очистки сточных вод, загрязненных нефтепродуктами.



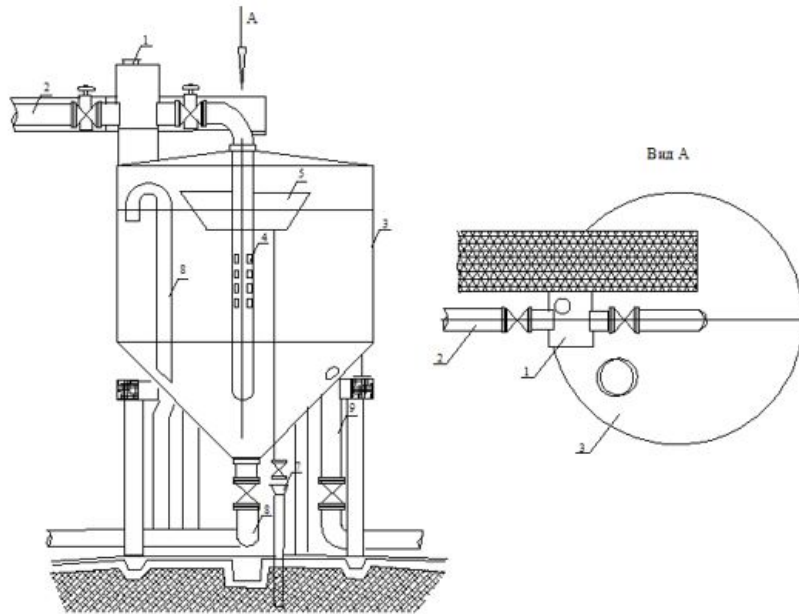
1 - резервуар очищаемой воды, 2
 —
 эжектор, 3 - перекачивающий насос, 4 - напорный контактный резервуар, 5
 —
 флотатор, 6 - резервуар очищенной воды.

Рисунок 2. Схема флотационной установки.



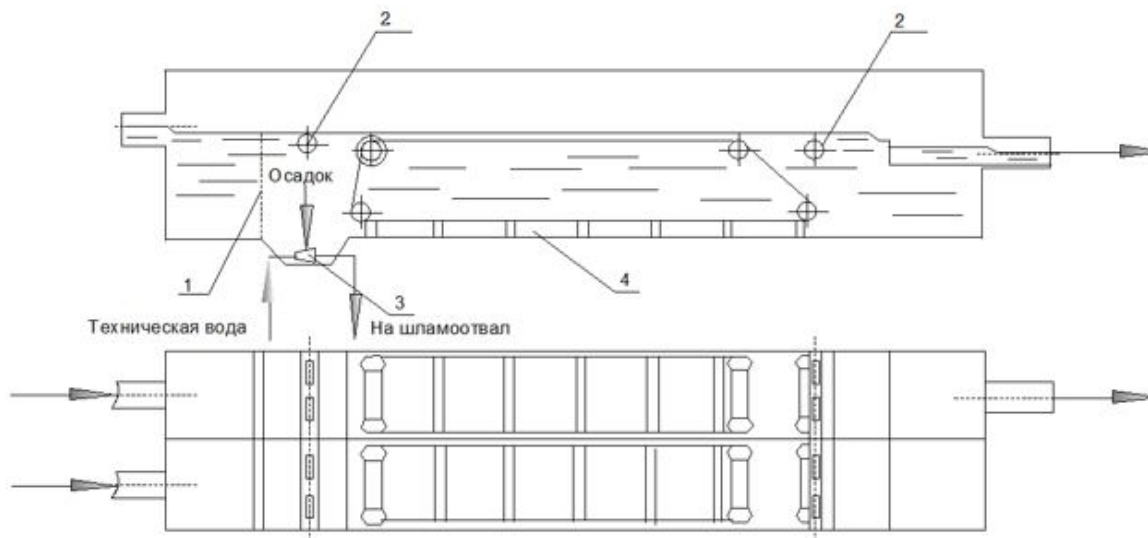
1 - подвод очищаемой воды, 2 - отвод очищенной вода, 3 - удаление осадка и опорожнение флотатора, 4 - отвод нефтепродуктов, 5 - подвод воды, насыщенной воздухом, 6 - отвод воды для насыщения воздухом.

Рисунок 3. Схемы круглого железобетонного а и прямоугольного металлического б флотаторов.



1 - распределительная камера, 2 - труба для подвода воды, загрязненной нефтепродуктами, 3 - корпус приемного резервуара, 4 - центральная перфорированная труба, 5 - воронка для сбора плавающих нефтепродуктов, 6 - трубопровод удаления осадка, 7 - сливная воронка в разрыве струи уловленных нефтепродуктов, 8 - переливная труба, 9 - трубопровод подачи воды для очистки на последующей ступени.

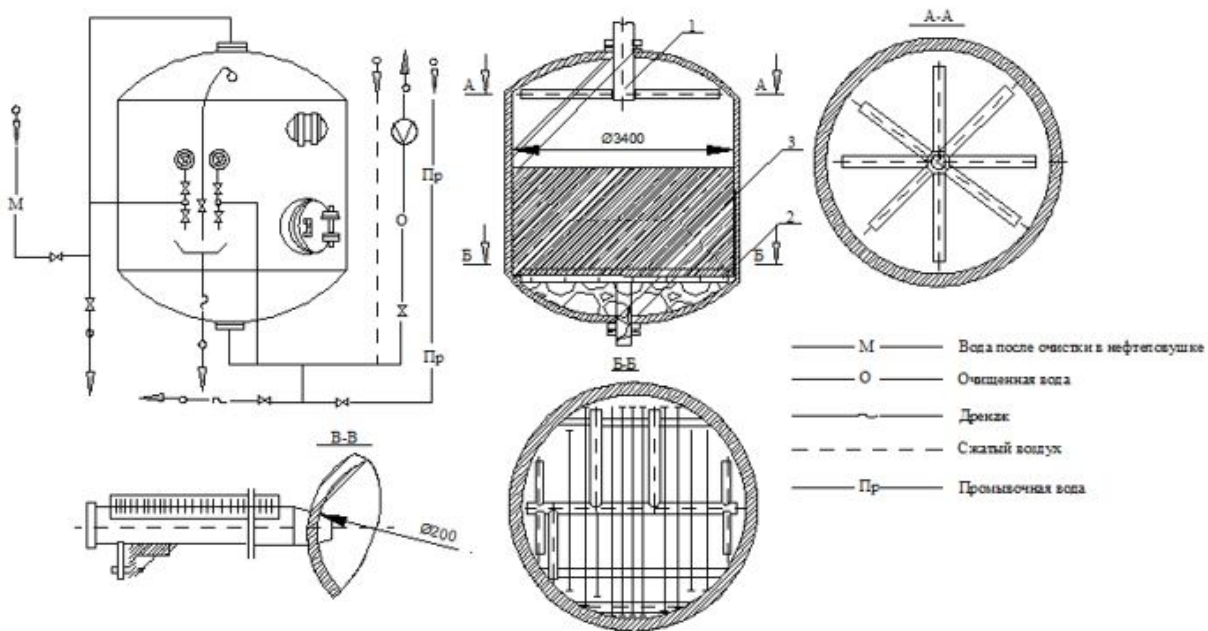
Рисунок 4. Приемный резервуар.



1 - щелевая перегородка, 2 - поворотные нефтесборные трубы, 3
 гидроэлеватор, 4

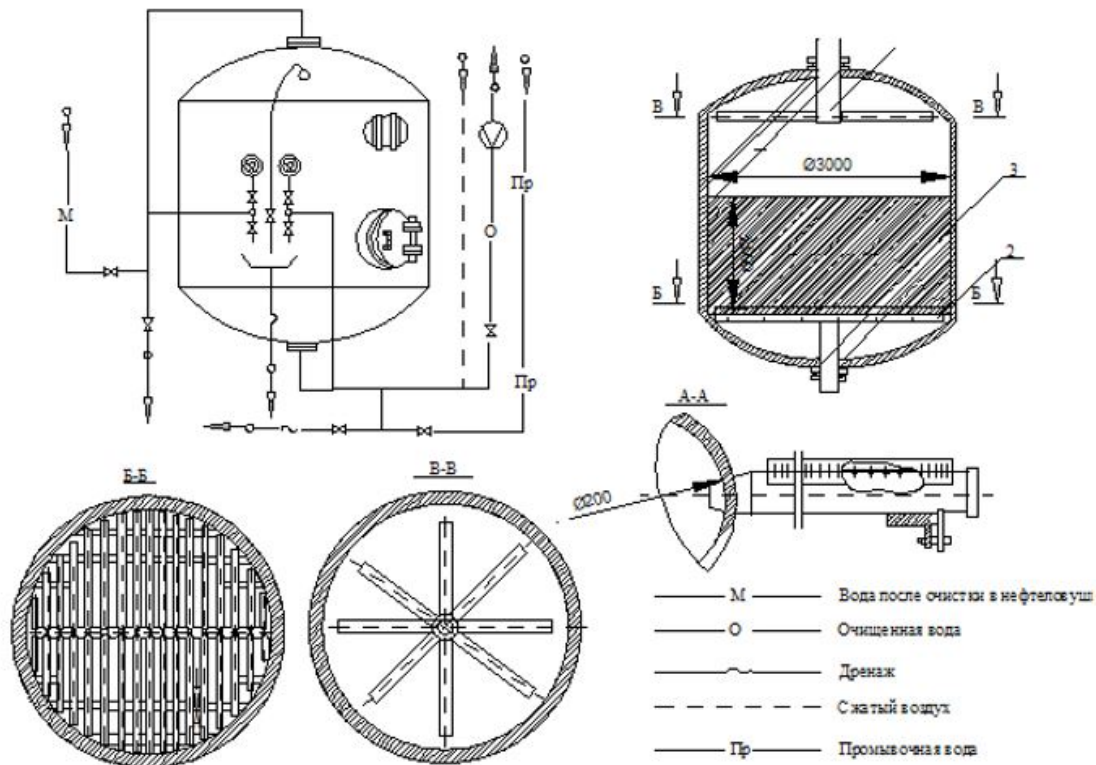
транспортёр.

Рисунок 5. Принципиальная схема нефтеловушки.



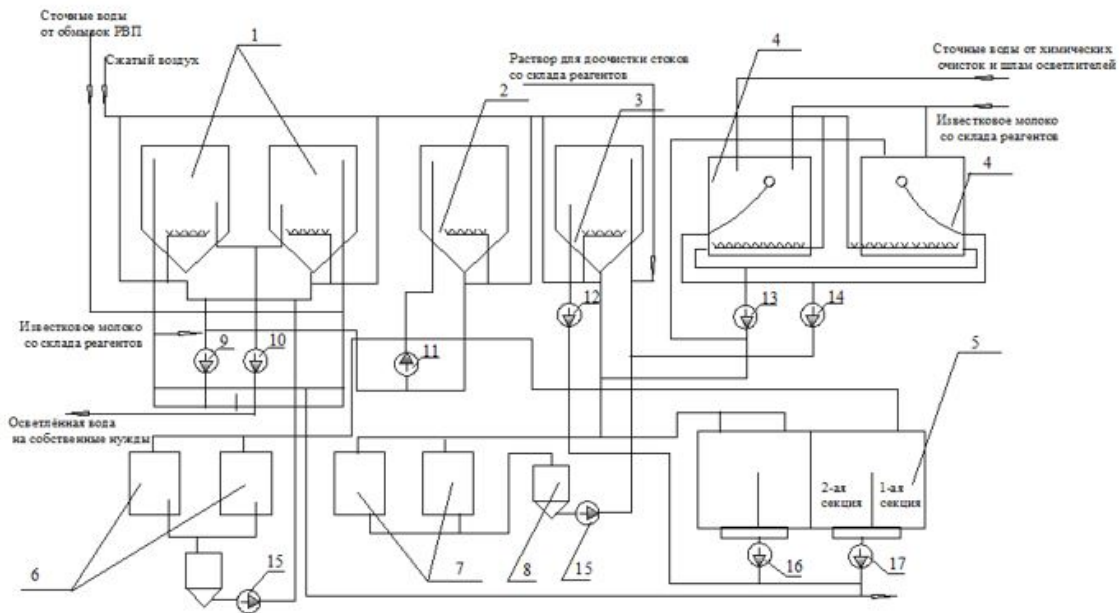
1 - верхнее распределительное устройство, 2 - нижнее распределительное устройство, 3 - фильтрующий материал, 4 - бетонная подливка нижнего сферического днища.

Рисунок 6. Механический фильтр, диаметром 3400 мм.



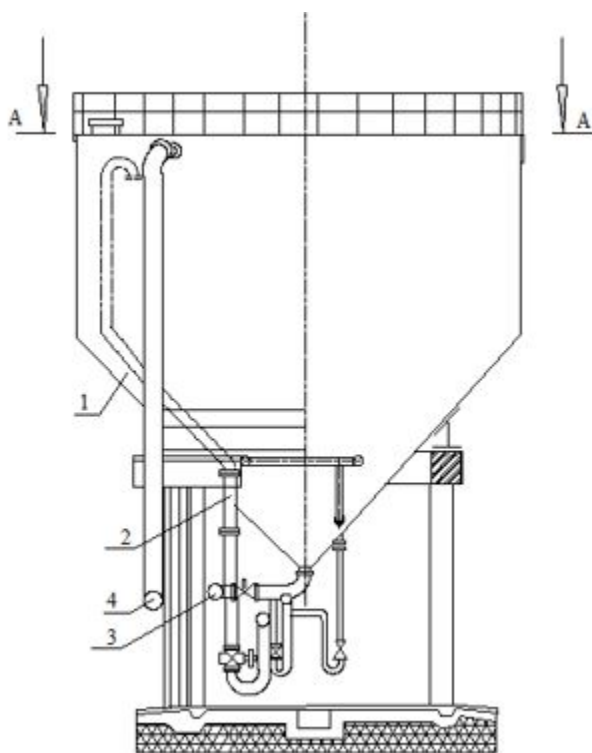
1 - верхнее распределительное устройство, 2 - нижнее распределительное устройство, 3 - активированный уголь, 4 - бетонная подливка нижнего сферического днища

Рисунок 7. Угольный фильтр диаметром 3000 мм.



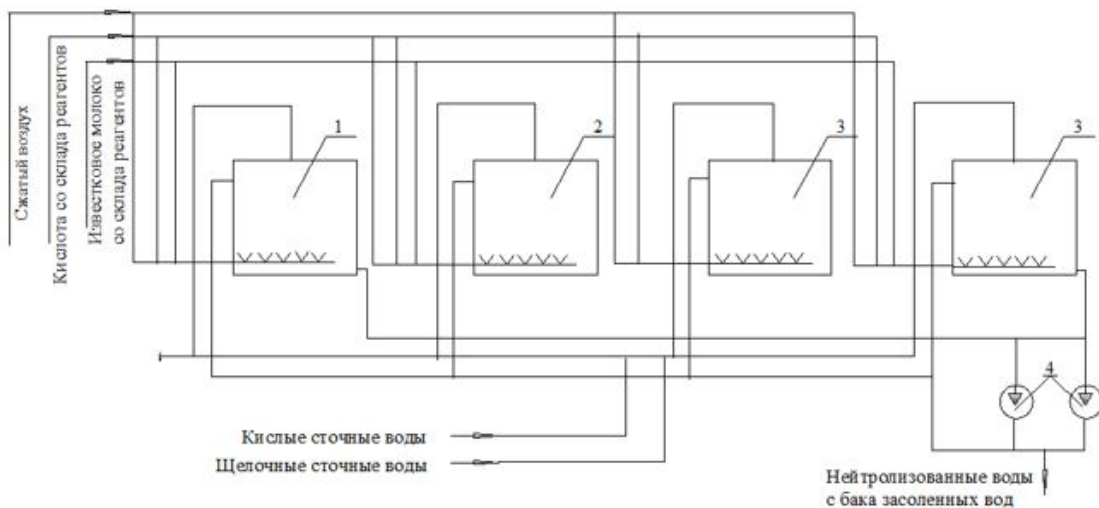
1 - баки-нейтрализаторы обмывочных вод РВП, 2 - бак обора обводненного шлама, 3 - бак-нейтрализатор вод химической очистки, 4 - баки-усреднители, 5 - шламонакопитель, 6 - фильтр-пресс для обезвоживания шлама от обмывок РВП, 7 - фильтр-пресс для обезвоживания шлама от химической очистки, 8 - бак фильтрата, 9 - насос рециркуляция шлама в баках 1, 10 - насос перекачки осветленной воды из баков 1, 11 - насос перекачки шлама, 12 - насос перекачки нейтрализованной воды, 13 - насос рециркуляции шлама в баках 4, 14 - насос перекачки осветленной воды из баков 4, 15 - насос фильтрата, 16 - насос осветленной воды после химической очистки, 17 - насос осветленной воды после обмывок РВП.

Рисунок 8. Схема комплексной установки нейтрализации.



1 - корпус, 2 - трубопровод входа рециркуляции, 3 - трубопровод выхода шлама, 4 - трубопровод перелива из бака-нейтрализатора, 5 - трубопровод подвода воздуха.

Рисунок 9. Бак-нейтрализатор сбросных вод химических промывок.



1 - бак сбора кислых вод, 2 - бак сбора щелочных вод, 3 - бак-нейтрализатор, 4 - насос рециркуляция.

Рисунок 10. Схема установки нейтрализации сточных вод ВПУ.

Приложение 8
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по наладке системы регулирования процесса горения газомазутных котлов

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по наладке системы регулирования процесса горения газомазутных котлов (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяются на автоматические системы регулирования теплоэнергетических установок и содержат схемные рекомендации по построению автоматической системы регулирования процесса горения газомазутных котлов.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

- 1) система автоматического регулирования системы поддержания постоянства заданных физических величин;
- 2) динамическая характеристика объекта уравнение, устанавливающее зависимость изменения во времени выходной величины от вариаций входных возмущающих параметров;
- 3) статическая характеристика объекта зависимость регулируемой величины от регулирующего воздействия в различных установившихся режимах;
- 4) регулирующий орган элемент в цепи воздействий, оказывающий непосредственное влияние на управляемый объект;
- 5) труба Вентури - устройство для измерения расхода или скорости потока газов и жидкостей, представляющее собой трубу с горловиной, включаемую в разрыв трубопровода.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Схемные решения по системам автоматического регулирования процесса горения газомазутных котлов

3. Структурные схемы автоматических систем регулирования процесса горения на электростанциях представляются в соответствии с рисунками 1, 2, 3, 4 и 5 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Структурная схема регулирования расхода (давления) газа и мазута к котлу состоит из двух регуляторов

регулятора газа и регулятором мазута с общим заданием от интегратора регулятора мощности в соответствии с рисунком 1 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

На входы регуляторов посредством специального переключателя подсоединяются сигналы расхода топлива и давлений. Оба сигнала предварительно преобразованы в соответствии со своей статической зависимостью от нагрузки котла. При отдельном сжигании регулируются расходы топлива. Измерение расхода газа (G_T) выполняется с учетом коррекции по давлению перед измерительным устройством по формуле:

$$G_{\Gamma} = \sqrt{\frac{\Delta p_p}{p_p}}$$

(1)

где

Δ

p - перепад давлений газа на измерительном устройстве;

p - текущее давление;

p_p - расчетное давление, равное одной килограмм-силе/квадратный сантиметр (далее - кгс/см²).

4. При использовании датчиков, измеряющих абсолютное давление, расход газа определяется по формуле:

$$G_{\Gamma} = \sqrt{\Delta p_p}$$

(2)

5. При работе на смеси регулируется давление. Сочетание горелок, сжигающих газ и мазут, представляется любой, а тепловая производительность автоматически поддерживается на одинаковом значении. Фиксация одного из видов топлива при изменении нагрузки достигается за счет перераспределения количественного состава горелочных устройств, сжигающих газ и мазут.

6. В структурной схеме регулирования расхода общего воздуха к котлу задающим сигналом является расход газа или расход мазута в соответствии с рисунком 2 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Использование суммарного сигнала по этим видам топлива для обеспечения работоспособности регулятора в режиме совместного сжигания не возможно, ввиду низкой надежности измерения малых расходов. Регулируемыми параметрами является расход и давление воздуха.

7. Управление исполнительными механизмами направляющих аппаратов 2 дутьевых вентиляторов на мощных котлах производится:

1) по последовательной схеме в соответствии структурной схемой регулирования расхода общего воздуха к котлу согласно рисунку 2 приложения к настоящим Методическим указаниям;

2) схеме параллельной синхронизации, в соответствии структурной схемой системы регулирования расхода подачи воздуха согласно рисунку 4 приложения к настоящим Методическим указаниям.

Схема синхронизации предусматривает возможность автоматического управления одним или одновременно двумя направляющими аппаратами, если автоматическое воздействие на другой в данный момент невозможно.

8. Для формирования статической зависимости на входе корректирующего регулятора по кислороду, используется один из нескольких существующих сигналов, наиболее полно характеризующих нагрузку котла или энергоблока в соответствии структурной схемой корректора общего расхода воздуха по содержанию кислорода в дымовых газах согласно рисунку 3 приложения к настоящим Методическим указаниям:

- 1) электрическая мощность генератора;
- 2) расход топлива;
- 3) расход пара.

9. В схеме корректора предусматриваются сигналы, определяющие химическую неполноту сгорания - (q_3) при сжигании газа и механическую неполноту сгорания - (q_4) при сжигании мазута. Появление этих сигналов в динамических режимах работы котла вызывает кратковременное увеличение расхода воздуха с одновременным запретом на работу регулятора в сторону прикрытия направляющих аппаратов.

Использование указанных сигналов в статическом режиме для корректировки соотношения "топливо - воздух" невозможно в силу неполной однозначной зависимости показаний приборов на (q_3) и (q_4) от значения химической и механической неполноты сгорания.

10. Регулятор разрежения стабилизирует давление дымовых газов в верхней части топки котла в соответствии структурной схемой регулирования разрежения в топке котла согласно рисунку 5 приложения к настоящим Методическим указаниям.

Для ускорения отработки регулятором внешних возмущений на его вход поступает динамически преобразованный сигнал по расходу воздуха в котел.

11. Автоматизация процесса подачи воздуха в котел с использованием импульса по расходу воздуха от труб Вентури - оптимальное решение. Такие устройства позволяют получить минимальные значения безвозвратной потери напора. Сигнал по расходу обеспечивает работоспособность регулятора при отключении и включении части горелочных устройств на котлах, где эти операции предусматриваются режимными факторами.

12. Для котлов, где не предусмотрена установка труб Вентури, за регулируемый параметр принимается давление воздуха в перемычке за регенеративным воздухоподогревателем (далее

—
РВП).

Статическая характеристика давления от нагрузки не является линейной и для ее преобразования к линейному виду в схему регулятора вводится элемент извлечения квадратного корня. Кривизна статической характеристики в регулируемом диапазоне изменения расхода воздуха принимается за линейную.

13. При использовании сигнала по давлению воздуха учитываются особенности конструкции некоторых котлов, врезка напорных линий от дымососа рециркуляции дымовых газов (далее

—
ДРГ) производится не в топку котла, а в подводящие воздуховоды на участке от общего короба до горелок. Изменение степени рециркуляции ДРГ в сторону увеличения, приводит к повышению давления в подводящих воздуховодах и перемычке и к частичной разгрузке дутьевого вентилятора (далее

—
ДВ). Снижение расхода воздуха происходит за счет дополнительной присадки газов рециркуляции и за счет ложной работы регулятора воздуха, который прикрывает направляющие аппараты ДВ.

14. Для нейтрализации нежелательного эффекта в работе регулятора, связанного с изменением загрузки ДРГ, в схему регулятора вводят сигнал по сумме положений направляющих аппаратов ДРГ. Действие этого сигнала направлено на компенсацию изменения давления воздуха, связанного с изменением степени рециркуляции ДРГ и вызывает срабатывание регулятора в направлении загрузки или разгрузки ДВ на величину, определяемую повышением или понижением давления воздуха в перемычке при перемещении направляющих аппаратов ДРГ.

15. Структурная схема системы регулирования подачи воздуха в котел представляется в соответствии с рисунком 4 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

При переводе в ручной режим управления направляющего аппарата любого ДВ схема синхронизации отключается от входов преобразователей давления (далее

—
ПД) и регулирование осуществляется одним оставшимся в работе направляющим аппаратом.

16. Отключение отдельных горелок при снижении нагрузки является необходимым условием работоспособности оборудования для котлов, сжигающих мазут в форсунках без парового распыла, оборудованных паромеханическими форсунками и при сжигании газа.

17. В схеме автоматического регулирования процесса горения котлов регулятор общего воздуха поддерживает давление в перемычке за РВП в соответствии с заданием по давлению сжигаемого топлива. Соотношение этих давлений выбирается из режимной карты и является постоянным для данного типа котла, зависящим только от вида топлива и количества работающих горелок. Статические характеристики давления мазута и давления воздуха при переходе от шести горелок к восьми смещаются, но их крутизна меняется незначительно. Зависимость давления воздуха от давления топлива носит примерно одинаковый характер при любом составе горелочных устройств. При

включении или отключении горелок регулятор общего воздуха без дополнительной перенастройки установит давление воздуха перед горелками в соответствии с заданием по давлению топлива. Если указанное задание соответствует значению нагрузки котла, то образовавшийся расход воздуха соответствует нагрузке.

18. Регулятор топлива выполняется по каскадной схеме. Стабилизирующий контур поддерживает давление топлива за регулирующим клапаном согласно заданию, которое поступает от корректирующего регулятора по кислороду. Корректор поддерживает расход топлива пропорционально заданной нагрузке. При отключении - включении горелок для котлов, имеющих небольшое количество горелочных устройств, требуется стабилизация горения.

19. В схеме формируется автоматическое задание регулятору давления топлива, которое определяется нагрузкой котла. При изменении количества работающих горелок для сохранения прежнего расхода топлива регулятор перемещает клапан в новое положение. При этом перед горелками устанавливается давление, обеспечивающее при новом составе горелочных устройств первоначальный расход топлива в котел.

20. Регулятор общего воздуха приводит в соответствие давление воздуха с новым установившимся давлением топлива. Этим восстанавливается существовавший до переключения горелок расход воздуха и соотношение "топливо - воздух".

Глава 3. Основные этапы выполнения наладочных работ

21. Наладка автоматической системы регулирования (далее

АСР) процесса горения начинается с анализа состояния основного технологического оборудования с позиций его соответствия требованиям автоматизации. Применительно к АСР процесса горения определяется:

- 1) состояние, тип и характеристики регулирующих органов подачи газа и мазута к котлу;
- 2) исполнительные устройства и их сочленение с направляющими аппаратами дымососов и ДВ;
- 3) способы измерения и состояние расходомерных устройств подачи топлива и воздуха в котел;
- 4) тип горелочных устройств и диапазон их работы;
- 5) пульсации в газоздушном тракте;
- 6) влияние на работу регуляторов режимных и конструктивных особенностей оборудования.

22. При определении технического состояния исполнительных устройств, воздействующих на направляющие аппараты ДВ и дымососов, проверяется плавность хода и люфт в сочленениях кривошипа механизма электрического исполнительного с

рычагом передвижных колец направляющих аппаратов. При контроле монтажа узлов, где присутствие люфта обязательно, но носит прогрессирующий характер, его уменьшается за счет обеспечения близких по размеру диаметров шарнирного соединения рычагов и вилки тяги.

23. Проверяется положение направляющих аппаратов при их полном открытии и степень плотности при закрытии:

- 1) для ДВ при останове блока;
- 2) для дымососов - во время ремонта.

24. Для измерения расхода мазута на электростанциях используются устройства, принцип работы которых основан на измерении перепада давлений на сужающем устройстве. Проверка измерительного устройства состоит в визуальном контроле плотности разделительных сосудов и импульсных линий. При наличии подтеканий снимается датчик, сосуды и импульсные линии продуваются паром и промываются горячей водой. Замазученный датчик заменяется на новый. При отсутствии внешних признаков подтекания мазута (сосуд, импульсные линии и накидная гайка датчика чистые) проверяется скорость изменения сигнала от дифманометра, используемого в схеме регулирования, при изменениях расхода топлива. Сигнал датчика устанавливают на новом значении одновременно с перемещением мазутного клапана. Сосуды и импульсные линии со стороны дроссельного устройства изолируют и располагают на мазутопроводе.

25. При измерении расхода воздуха посредством труб Вентури отборы "плюсового" и "минусового" импульсов производятся в четырех точках по периметру воздуховода. Первичные отборы объединяются посредством усреднительного кольца, к которому подключаются импульсные линии датчика. Подключение производится в верхней части воздуховода посредством резьбового соединения. В случае забивания отборных устройств, отсоединяется импульсная линия и продувается усреднительное кольцо. При сварном подключении в месте подсоединения предусматривается отверстие для продувки с резьбой под заглушку.

26. При отсутствии на котле устройств измерения расхода воздуха схему регулятора реализовывается, используя импульс по давлению воздуха за РВП. Задействуется сигнал по давлению в перемычке после РВП.

27. Наличием на котле паромеханических форсунок обеспечивается постоянство состава горелочных устройств, при работе котла в широком диапазоне нагрузок. В этом случае форсунки меньше подвергаются забиванию, поддерживается давление перед котлом в соответствии с режимной картой и сохраняется неизменной статическая настройка регулятора топлива.

28. При автоматизации процесса горения на котлах, сжигающих мазут, регулятор топлива имеет простую структуру и работает в режиме поддержания давления и расхода топлива.

29. На котлах, оборудованных форсунками без парового распыла, при работе на мазуте и снижении нагрузки неизбежно отключение отдельных горелок или их группы. Для сохранения заданной нагрузки в структуре регулятора топлива предусматривается сигнал по расходу мазута.

30. Перед наладкой регулятора топлива на котле, сжигающем мазут, отслеживается, чтобы клапан рециркуляции мазута в пределах котла был полностью закрыт.

31. Пульсации параметров газовоздушного тракта являются свойством работы котла. Во избежание частых срабатываний регуляторов разрежения и общего расхода воздуха высокочастотная составляющая этих пульсаций подавляется за счет собственных фильтрующих элементов, входящих в состав выпускаемой аппаратуры регулирования. Низкочастотная составляющая связана с работой РВП и определяется частотой его вращения.

32. При выраженных колебаниях разрежения в топке или давления воздуха используется избирательный фильтр, не пропускающий на вход регулятора периодические возмущения заданной частоты.

33. Пульсации, носящие хаотичный характер механическими фильтрами, устанавливаемыми на входе в датчик, подавляются. Настраивается фильтр, ориентируясь на сглаживание пульсаций максимальной возможной амплитуды и снижение чувствительности датчика.

34. Приступают к наладке регуляторов процесса горения на действующем котле посредством опроса оперативного и ремонтного персонала и изучения имеющейся эксплуатационной документации и путем непосредственного визуального контроля знакомятся с режимными особенностями работы оборудования и способами сжигания топлива:

- 1) сжигание топлива одного вида;
- 2) раздельное - двух видов;
- 3) раздельно-совместное.

35. Существующие схемные решения по системам регулирования процесса горения, выбираются, обеспечивая стабилизацию расхода газа на заданном значении при одновременном изменении расхода мазута на том же котле в соответствии с суточным диспетчерским графиком нагрузок. При наличии на котле ограничений по тяге или дутью наладка регуляторов переносится на послеремонтный период, когда эти ограничения устранены.

При подаче газов рециркуляции в топку котла схема регулятора общего воздуха приводятся без сигнала по положению направляющих аппаратов ДРГ в соответствии с структурной схемой регулирования расхода общего воздуха к котлу, структурной схемой корректора общего расхода воздуха по содержанию кислорода в дымовых газах, структурной схемой системы регулирования расхода подачи воздуха согласно рисункам 2, 3 и 4 приложения к настоящим Методическим указаниям.

При врезке напорных линий ДРГ в подводящие воздуховоды к горелкам, но при наличии измерительных устройств по расходу воздуха, управляют подачей воздуха в котел в соответствии с структурной схемой регулирования расхода общего воздуха к котлу, структурной схемой корректора общего расхода воздуха по содержанию кислорода в дымовых газах, согласно рисункам 2 и 3 приложения к настоящим Методическим указаниям. Если измерение расхода воздуха не производится, перейти к схеме рисунка 4 приложения к настоящим Методическим указаниям.

36. Проверяется состояние приборного парка:

- 1) датчиков;
- 2) пусковых устройств;
- 3) аппаратуры.

37. АСР горения выполняется на аналоговых и на микропроцессорных технических средствах.

38. При наличии на работающей электростанции микропроцессорной техники объем монтажных работ сокращается.

Микропроцессорные приборы устанавливаются в существующие панели, схемы индивидуального дистанционного управления направляющими аппаратами и клапанами топлива сохраняются без изменения. Проводится лабораторная проверка датчиков вместе с блоками питания в объеме заводской инструкции перед установкой на объект.

39. Режимная карта действующего котла принимается рабочим документом для оперативного технологического персонала электростанции и наладчиков, занимающихся внедрением системы регулирования процесса горения. Режимная карта принимается за источник получения исходных данных для статической настройки соотношений "топливо - воздух", "нагрузка - кислород" регулятора общего воздуха.

40. При выполнении наладочных работ на новых котлах, для которых режимная карта не составлена, исходные данные для статической настройки регуляторов определяются на основании текущего эксплуатационного режима.

41. Информацию о расходных характеристиках регулирующих клапанов на газе и мазуте получается в ходе нормальной работы котла. Для этого в регулировочном диапазоне нагрузок снимается в нескольких точках зависимость "положение клапана - расход топлива". Основное условие - постоянство давления топлива перед клапаном и неизменное количество горелочных устройств.

42. Для расчета динамических настроек регуляторов процесса горения снимаются кривые разгона. Испытания по снятию кривых разгона проводятся по программе, утвержденной главным инженером электростанции для параметров:

- 1) расход и давление топлива при возмущении регулирующим клапаном подачи топлива;

2) расход и давление воздуха при синхронном возмущении направляющими аппаратами ДВ;

3) содержание кислорода в уходящих газах при возмущении расходом и давлением воздуха;

4) разрежение в топке при синхронном возмущении направляющими аппаратами дымососов.

43. Определение расчетным путем на основании полученных исходных данных статических и динамических параметров настройки регуляторов - один из этапов выполнения наладочных работ. Задача настройки - выбор и установление настроечных параметров регулятора, обеспечивающих оптимальный процесс регулирования. Основное требование, удовлетворяющее оптимальному процессу регулирования - интенсивность затухания переходного режима.

44. За степень затухания (Ψ)

Ψ) принимается отношение разности двух соседних положительных амплитуд (A_1 и A_3) на графике переходного процесса регулирования к первой из соседних амплитуд в соответствии с техническими условиями применяемого регулятора:

$$\Psi = \frac{A_1 - A_3}{A_1} = 1 - \frac{A_3}{A_1} \quad (3)$$

1) степень затухания

Ψ равна нулю, если A_3 амплитуда равна A_1 - процесс незатухающий;

2) степень затухания

Ψ равна 1, если A_3 амплитуда равна нулю - апериодическая форма переходного процесса.

45. Получение оптимального процесса регулирования (Ψ)

Ψ в пределах 0,9) достигают за счет правильного выбора динамических параметров настройки регулятора. Номограммы для определения параметров динамических настроек пропорционально-интегрального регулятора (далее

ПИ) в одноконтурной замкнутой АСР на объектах с самовыравниванием, обладающих достаточной инерционностью, приводятся, согласно рисунка 6 приложения к настоящим Методическим указаниям.

46. Настройка системы автоматического регулирования определяется обеспечением требуемых соотношений параметров путем статической настройки регулятора в соответствии с номограммой и таблицей для определения параметров динамических

настроек ПИ-регулятора в одноконтурной замкнутой согласно рисунку 6 и таблицы 1 приложения к настоящим Методическим указаниям.

47. После завершения монтажных работ по системе автоматического регулирования процесса горения проверяется функциональная готовность к работе:

1) проверяется целостность входных и выходных цепей регулятора;

2) исправность входных каналов проверяется путем измерения сигнала датчика непосредственно на входе в регулятор и сравнения его с текущим значением технологического параметра;

3) на неработающем котле сигнал по месту установки датчика имитируется.

48. При отсутствии сигнала на входе в регулятор цепи датчика прозваниваются. Если сигнал приходит в искаженном виде, отслеживается вся входная цепочка на предмет правильности установки защитных стабилитронов в случае размножения сигнала от датчика к другим потребителям.

49. Фазировка входных каналов осуществляется в соответствии с технологическим алгоритмом работы регулятора путем изменения значения сигнала по каналу и его сравнения со знаком изменения сигнала разбаланса регулирующего прибора.

50. Исправность управляющих цепей проверяется путем кратковременного автоматического воздействия на исполнительный механизм в одну и в другую сторону. Уточняется фазировка управляющего воздействия.

51. На регуляторах устанавливаются параметры динамической настройки, определенные расчетным путем на основании временных характеристик кривых разгона по номограммам в соответствии с рисунком 6 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

52. После установки на регуляторе расчетных параметров настройки производится его пробное включение. При неизменной нагрузке и отсутствии искусственно наносимых возмущений работа регулятора проверяется не вызывая расходящихся колебаний, далее проводятся испытания регулятора.

53. Перед проведением наладочных испытаний составляется и утверждается у главного инженера электростанции программа (на каждый регулятор в отдельности или на группу регуляторов), где указывается:

1) цель испытаний;

2) условия их проведения (нагрузка котла или энергоблока, количество работающих механизмов и горелок);

3) тип и количество наносимых возмущений;

4) предполагаемая длительность переходного процесса;

5) условия завершения испытаний;

6) ответственные лица.

54. Для передачи регуляторов в эксплуатацию составляется программа по проведению приемо-сдаточных испытаний в соответствии с пунктом 53 настоящих Методических указаний.

55. При проведении испытаний возмущения наносятся ручным задатчиком и регулирующим органом.

56. Общий подход к корректировке параметров динамической настройки относительно расчетных значений:

1) в каждом опыте меняется только один из двух параметров настройки (коэффициент передачи регулятора или время интегрирования);

2) если переходный процесс характеризуется слабой колебательностью, но большой длительностью, то коэффициент передачи регулятора увеличивается, а время интегрирования уменьшается;

3) если переходный процесс носит сильно выраженный колебательный характер при нормальной крутизне характеристики регулирующего органа, то коэффициент передачи регулятора уменьшается;

4) если переходный процесс имеет слабую колебательность (4 разнополярных колебания регулируемого параметра относительно равновесного состояния) и малую длительность, то он близок к оптимальному.

57. Если снятие кривых разгона для объектов регулирования процесса горения по каким-либо причинам не возможно, то определение параметров динамической настройки регуляторов выполняется экспериментально. Для первых пробных включений регулятора устанавливаются настройки, исключающие появление колебательного или расходящегося переходного процесса.

58. После настройки быстродействующих контуров регулирования подачи топлива, воздуха и разрежения в топке, регуляторы оставляется в работе и уточняется расчетное значение статической настройки соотношения "топливо - воздух". Динамические и статические настройки корректирующего регулятора по кислороду определяются на основании кривых разгона и режимной карты котла. При проведении динамических испытаний корректирующего регулятора возмущение наносится ручным задатчиком, во избежание появления химической или механической неполноты сгорания сначала в большую сторону, затем - в меньшую. Статическую настройку проверяются и уточняются в режиме изменения нагрузки котла при поддержании подчиненным регулятором ранее настроенного соотношения "топливо - воздух".

59. Последовательность настройки и ввода в работу регуляторов процесса горения принимается:

- 1) настройка и ввода в работу регулятора разрежения;
- 2) настройка и ввода в работу к регулятору топлива;
- 3) настройка и ввода в работу регулятора общего воздуха.

60. Настройка схемы синхронизации двух исполнительных механизмов производят в соответствии структурной схемой регулирования расхода общего воздуха к котлу, структурной схемой регулирования разрежения в топке котла согласно рисункам 2 и 5 приложения к настоящим Методическим указаниям. Коэффициенты передачи по основному и по каналу задающего воздействия устанавливаются одинаковыми и максимальными.

61. Синхронизация происходит одновременно посредством двух регуляторов в соответствии структурной схемой системы регулирования расхода подачи воздуха согласно рисунку 4 приложения к настоящим Методическим указаниям.

Каждый регулятор отрабатывает сигнал по разности положений направляющих аппаратов и не отличается от регулятора, реализующего схему синхронизации в соответствии с структурной схемой регулирования расхода общего воздуха к котлу, структурной схемой регулирования разрежения в топке котла согласно рисункам 2 и 5 приложения к настоящим Методическим указаниям.

62. Динамическая настройка регуляторов проводится при нагрузке котла, близкой к нижней границе регулировочного диапазона, так как коэффициенты усиления большинства теплоэнергетических объектов повышаются при снижении нагрузки. Правильно подобранные настройки гарантируют устойчивую работу регуляторов и на нагрузках более высоких. Для быстродействующих регуляторов указанное условие не является обязательным.

63. Динамические параметры настройки регулятора корректируются. При некоторых значениях коэффициента передачи и времени интегрирования регулятором обеспечивается высокое быстродействие на низкой нагрузке, но при максимальной паропроизводительности котла переходный процесс оказывается затянутым. Если подбором компромиссных значений параметров настройки не добиваются удовлетворительного качества регулирования на всех нагрузках, переходят к автоматической перенастройке.

64. Зависимости для коэффициента передачи и времени интегрирования, обеспечивающие оптимальную работу регулятора на различных нагрузках, определяются расчетным путем или экспериментально.

65. Настройку динамических сигналов по расходу воздуха в схеме регулятора разрежения или по расходу топлива у регулятора соотношения "топливо - воздух" производят после того, как наладочные испытания регуляторов процесса горения закончены и система включается в работу.

66. Оптимальные настройки регуляторов определяются из условий устойчивой работы замкнутой системы регулирования при основном возмущении:

1) в динамике (например, при изменении нагрузки котла) действие дифференциатора принимается обеспечивающим упреждающее воздействие на

регулятор с целью заблаговременного изменения положения регулирующего органа в сторону снятия предполагаемого возмущения;

2) влияние дифференциатора не бывает чрезмерным (как по значению, так и по длительности), чтобы под его воздействием регулируемый параметр не изменил своего значения в сторону, противоположную нанесенному возмущению;

3) в результате работы дифференциатора динамические отклонения регулируемого параметра в переходных режимах и длительность самого процесса регулирования сокращаются.

67. Порядок расчета предлагается для сложной составной части системы регулирования процесса горения - регулятора подачи воздуха в котел. Регулятор имеет двухконтурную каскадную структуру и состоит из стабилизирующего и корректирующего регуляторов.

68. Структурная схема системы регулирования расхода подачи воздуха с использованием корректирующего импульса по кислороду (далее - O_2) приводится в соответствии с рисунком 4 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям, упрощенно предоставляется в виде набора последовательно включенных динамических звеньев в соответствии с структурной схемой системы регулирования подачи воздуха согласно рисунку 7а приложения к настоящим Методическим указаниям.

Регулятор воздуха ($W_p(p)$) и участок воздухопровода ($W_{об1}(p)$) образуют внутренний контур. Входными величинами этого контура являются управляющие воздействия $X_{зп1}$, возмущающие воздействия по расходу топлива и положению направляющих аппаратов ДРГ, а также воздействие корректирующего регулятора ($W_{кор}(p)$). Выходной величиной этого контура является давление воздуха (Xp_B).

69. Внутренний контур регулирования поддерживает заданное значение давления воздуха (Xp_B) в соответствии с расходом топлива и степенью загрузки ДРГ и в соответствии с сигналом корректирующего регулятора. Инерционность участка воздухопровода незначительна, поэтому достигается значительное быстродействие этого контура регулирования без потери устойчивости. Переходные процессы во внутреннем контуре, вызванные изменением нагрузки котла или самопроизвольным изменением расхода топлива, завершаются раньше, чем эти же возмущения существенно повлияют.

70. При выполнении наладки и включения регуляторов процесса горения обеспечивается нормальное функционирование всех элементов схем регулирования.

71. Датчики и аппаратуру регулирования проверяется и настраивается в лаборатории согласно заводским инструкциям по эксплуатации. Программирование

микропроцессорных приборов производится по месту установки в панелях автоматики. Предварительно составляется программа функционирования прибора.

72. Один всережимный регулирующий шиберный клапан устанавливается с конструктивной характеристикой, обеспечивающей прямолинейную расходную характеристику. При выборе клапана обращается внимание:

- 1) на выбранный клапан рассчитанный на условное давление P_y
 \geq
60 кгс/см²;
- 2) на клапан оснащенный сервоприводом с временем сервомотора не менее 60 секунд;
- 3) на ход штока больше высоты профиля во избежание недооткрытия клапана на максимальной нагрузке котла;
- 4) в шибере или седле клапана проточенный профиль, расчет которого производится из условия обеспечения прямолинейной расходной характеристики для всего диапазона работы котла, включая растопку.

73. Профили проходных сечений шиберных клапанов, выполненные в шибере и седле для клапанов различного условного диаметра, но одинаковой пропускной способности, равной 74,0 т/ч мазута при перепаде давлений 6,0 кгс/см² для котлов паропроизводительностью до 1000 т/ч представляются в соответствии профилем и конструктивной характеристикой мазутного клапана, профилем и конструктивной характеристикой мазутного клапана согласно рисункам 8 и 9 приложения к настоящим Методическим указаниям.

74. Примеры профилей в шибере и в седле для клапанов различных типоразмеров, обеспечивающих пропуск мазута в количестве от 40 до 45 т/ч для котлов паропроизводительностью до 500 т/ч, представляются соответствии с профилем и конструктивной характеристикой мазутного клапана согласно рисункам 10 и 11 приложения к настоящим Методическим указаниям.

75. Регулирование расхода газа и мазута к котлу осуществляется с помощью двух параллельно установленных поворотных заслонок.

76. Качество поддержания технологических параметров регламентируются паспортными данными на конкретное технологическое оборудование.

77. Требования к качеству поддержания технологических параметров составляются с учетом выполнения требований к оборудованию и устройствам измерения:

- 1) устойчивость работы (отсутствие автоколебаний) и ограниченная частота включений регуляторов, при постоянной заданной нагрузке котла не превышаются 6 включений в 1 минуту;

2) максимальные отклонения основных технологических параметров при постоянной заданной нагрузке котла в пределах регулировочного диапазона нагрузок не превышаются значений давления пара перед турбиной

±

2%, содержания кислорода в дымовых газах для мазутных котлов при малых избытках воздуха и постоянной времени кислородомера за 1,5 минуты

±

0,2% O₂, для остальных котлов

±

0,5% O₂, разрежение в топке

±

2 кгс/м².

78. Для регулятора подачи воздуха проводятся статические испытания при уточнении расчетных соотношений "топливо - воздух" и "кислород - нагрузка" в режимах изменения нагрузки котла от минимальной до максимальной.

79. Правильность выбранного соотношения "топливо - воздух" проверяются изменением нагрузки при отключенном корректирующем регуляторе по кислороду, без динамических сигналов и отсутствии возмущений со стороны ДРГ.

80. В качестве главного оценочного критерия принимаются значение статического отклонения кислорода от заданной режимной зависимости при изменении расхода топлива.

81. После завершения настройки регулятора соотношения "топливо - воздух" включается полная схема регулятора воздуха и корректируется статическую зависимость "кислород - нагрузка". Если при работе котла в регулируемом диапазоне корректором устанавливается значение кислорода, отличное от режимных указаний, уточняется коэффициент передачи по каналу расхода пара.

82. По завершении испытаний максимальные динамические отклонения кислорода от значений, заданных режимной картой, не превышаются 0,5% при нормальной эксплуатационной скорости изменения нагрузки. Эта скорость на блочных энергоустановках лимитируется турбиной и составляет от 3 до 5 мега Ватт/минута (далее - МВт/мин). Оптимально настроенный регулятор подачи воздуха обеспечиваются необходимые требования по поддержанию воздушного режима на котлах, работающих с малыми избытками воздуха, при этом функции корректирующего регулятора сведены до минимума. Одновременно минимизируется степень влияния дополнительных сигналов.

83. Испытания по уточнению расчетного статического соотношения "УП ДРГ - воздух", если регулятор общего воздуха реализован по схеме рисунка 4 согласно

приложению к настоящим Методическим указаниям, проводится после проверки на действующем объекте расчетного соотношения "топливо - воздух" и корректировки параметров динамической настройки регулятора.

84. При неизменной нагрузке блока наносится возмущение направляющими аппаратами ДРГ и путем коррекции расчетного коэффициента передачи по каналу УП ДРГ, восстанавливаются значение кислорода на прежнем уровне после завершения переходного процесса. Испытания проводятся на минимальной, средней и максимальной нагрузках регулируемого диапазона. Определяется компромиссная настройка коэффициента передачи, дающая удовлетворительные результаты на всех нагрузках.

Приложение
к Методическим указаниям по
по наладке системы регулирования
процесса горения газомазутных котлов

Структурные схемы автоматических систем регулирования процесса горения на электростанциях

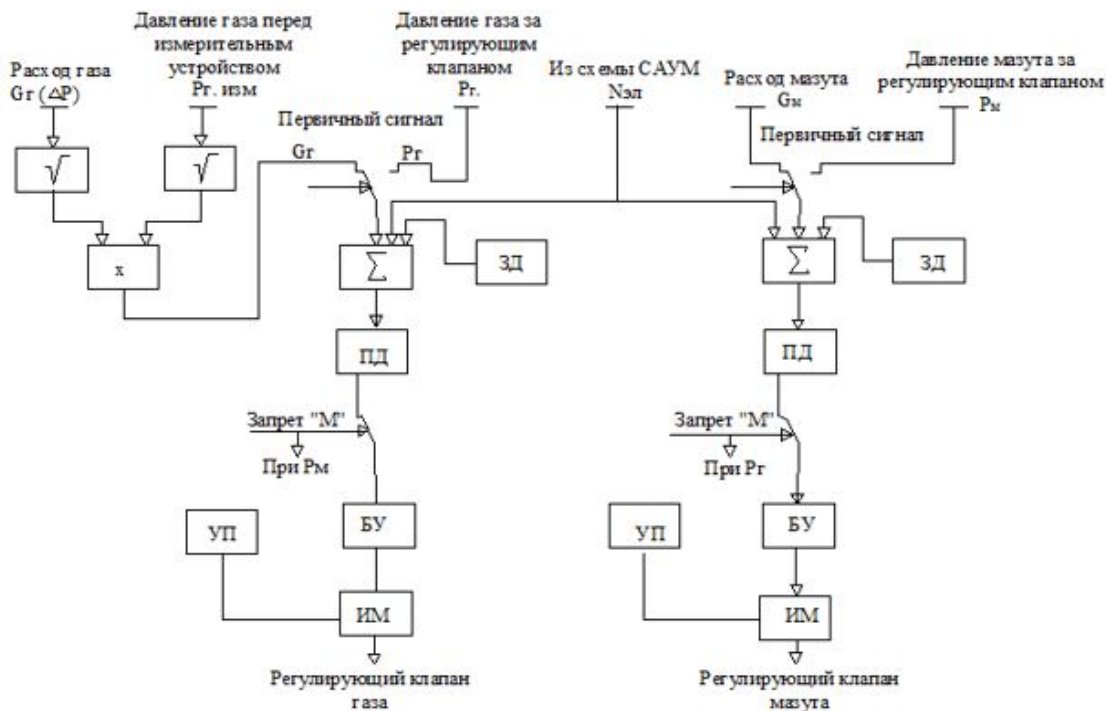


Рисунок 1. Структурная схема регулирования расхода газа и мазута к котлу

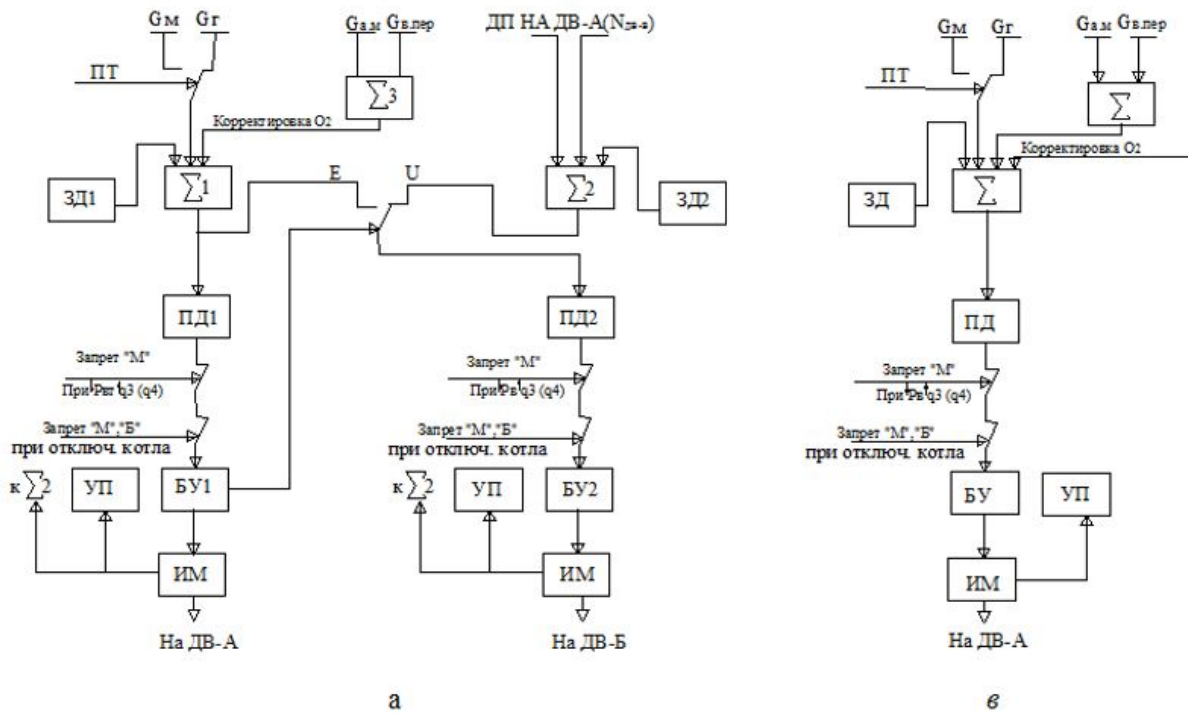


Рисунок 2. Структурная схема регулирования расхода общего воздуха к котлу

а - для котлов моноблоков; б - для котлов (корпуса) дубль-блоков.

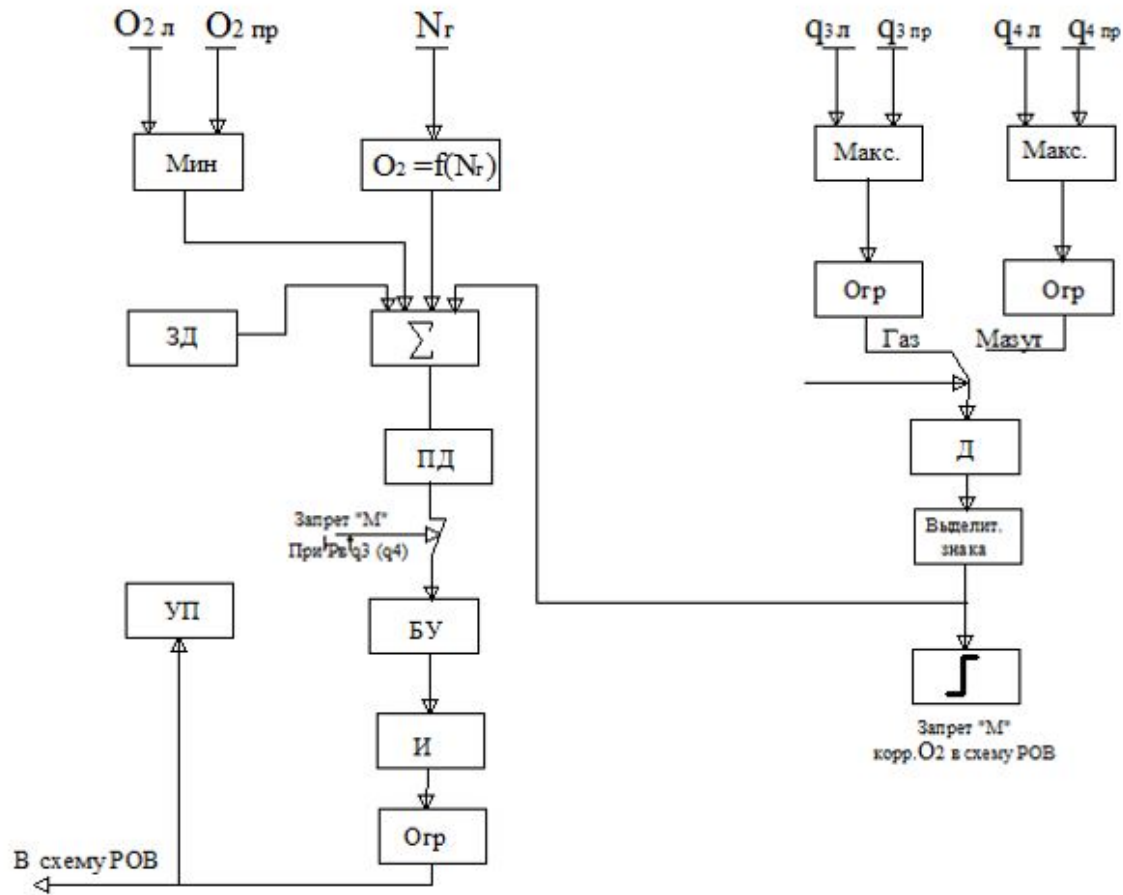


Рисунок 3. Структурная схема корректора общего расхода воздуха по содержанию кислорода в дымовых газах

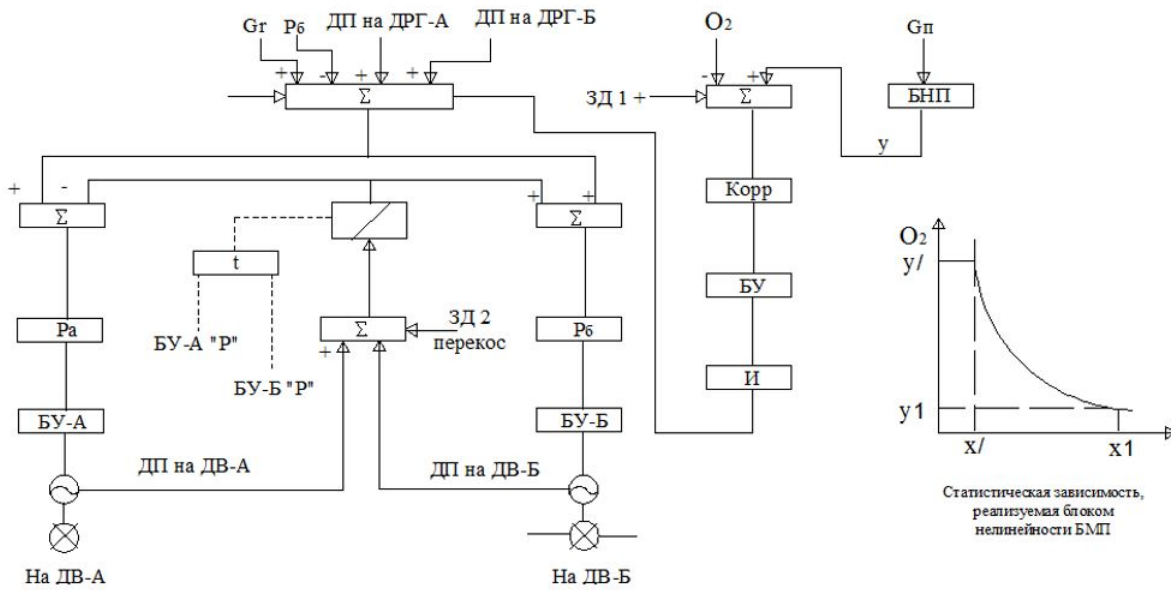


Рисунок 4. Структурная схема системы регулирования расхода подачи воздуха

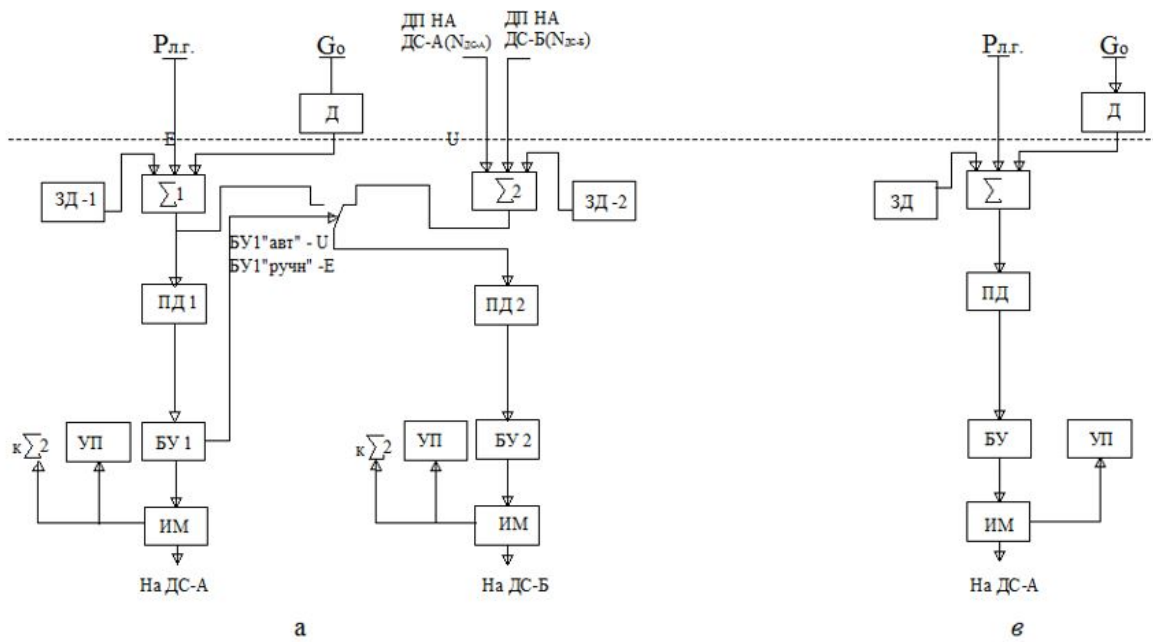
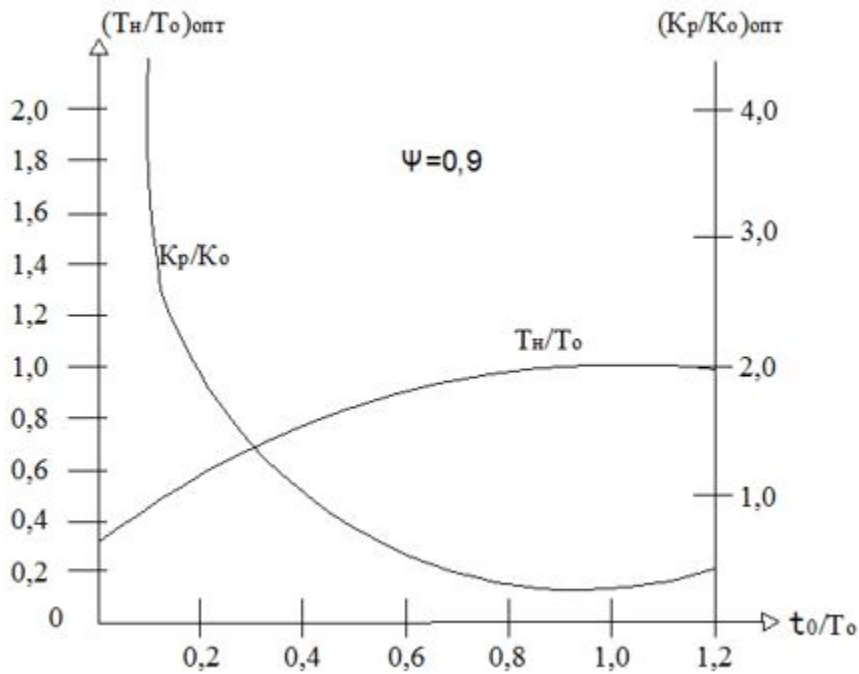


Рисунок 5. Структурная схема регулирования разрежения в топке котла

а - для котлов моноблоков; б - для котлов дубль-блока



а

Таблица 1

Параметров динамических настроек ПИ-регулятора в одноконтурной замкнутой АСР на объектах с самовыравниванием при

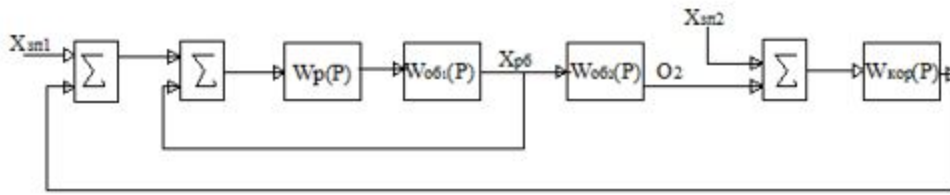
Ψ
 $= 0,75$.

Параметр настройки	τ_o / $T_o = 0 - 0,2$	$0,2 <$ τ_o / $T_o < 1,5$	τ_o / $T_o > 1,5$
δ	1,1 ε' τ_o	$2,6K_o \frac{\tau_o/T_o - 0,08}{\tau_o/T_o + 0,6}$	$2K_o$
$T_{и}$	3,3 τ_o	$0,8 / ($ τ_o / $T_o)$	0,6 τ_o

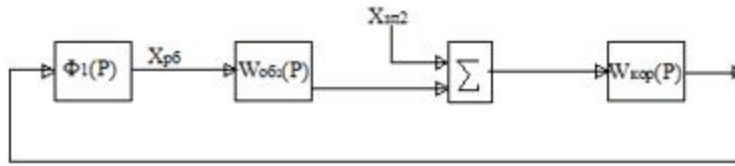
δ
 - степень связи (величина, обратная коэффициенту передачи регулятора)
 δ

Рисунок 6. Номограмма и таблица для определения параметров динамических настроек ПИ-регулятора в одноконтурной замкнутой АСР на объектах с самовыравниванием:

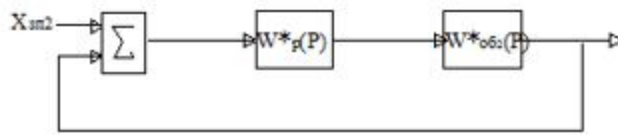
а) при Ψ
 $= 0,9$ и на объектах с самовыравниванием и без самовыравнивания;
 б) при Ψ
 $= 0,75$.



a



б



в

Рисунок 7. Структурные схемы системы регулирования подачи воздуха

a - общая, *б* - эквивалентная, *в* - внешнего контура.

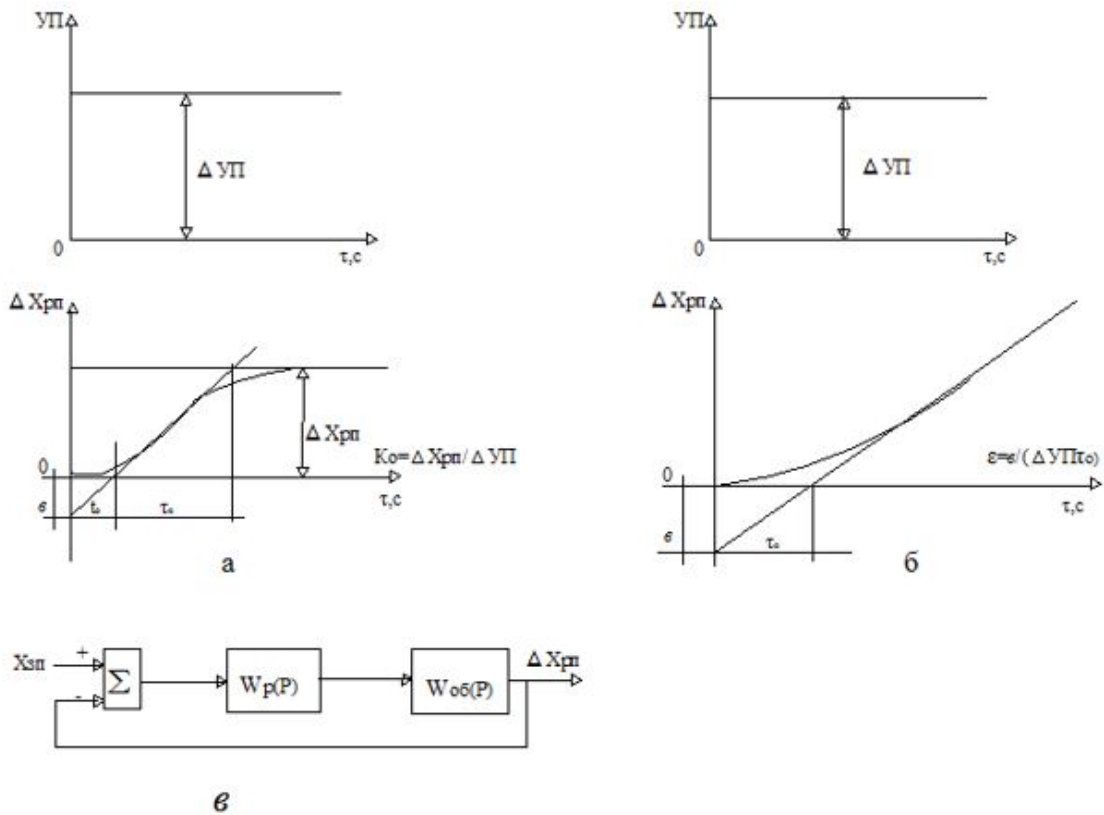


Рисунок 8. Профиль и конструктивная характеристика мазутного клапана

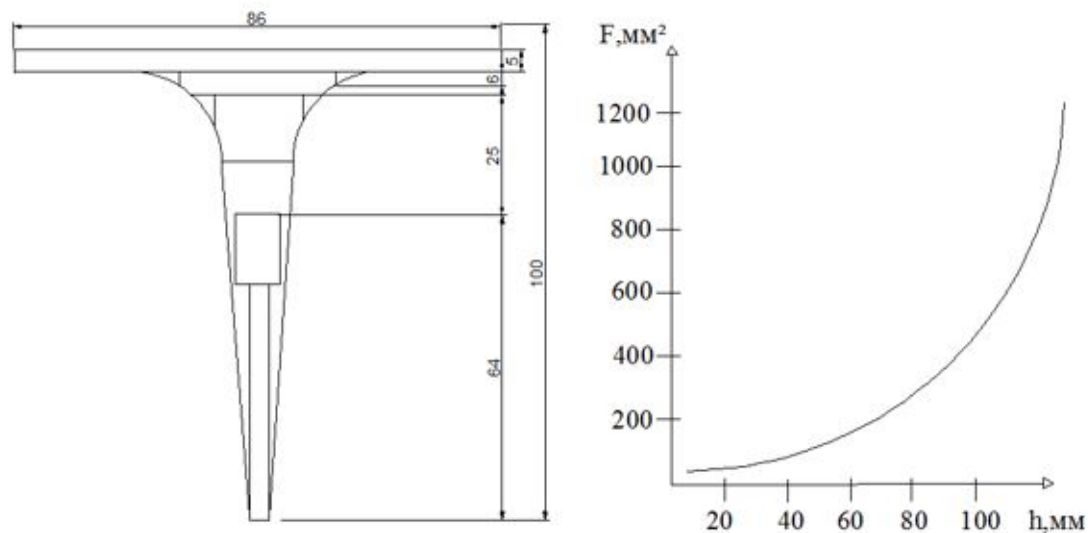


Рисунок 9. Профиль и конструктивная характеристика мазутного клапана

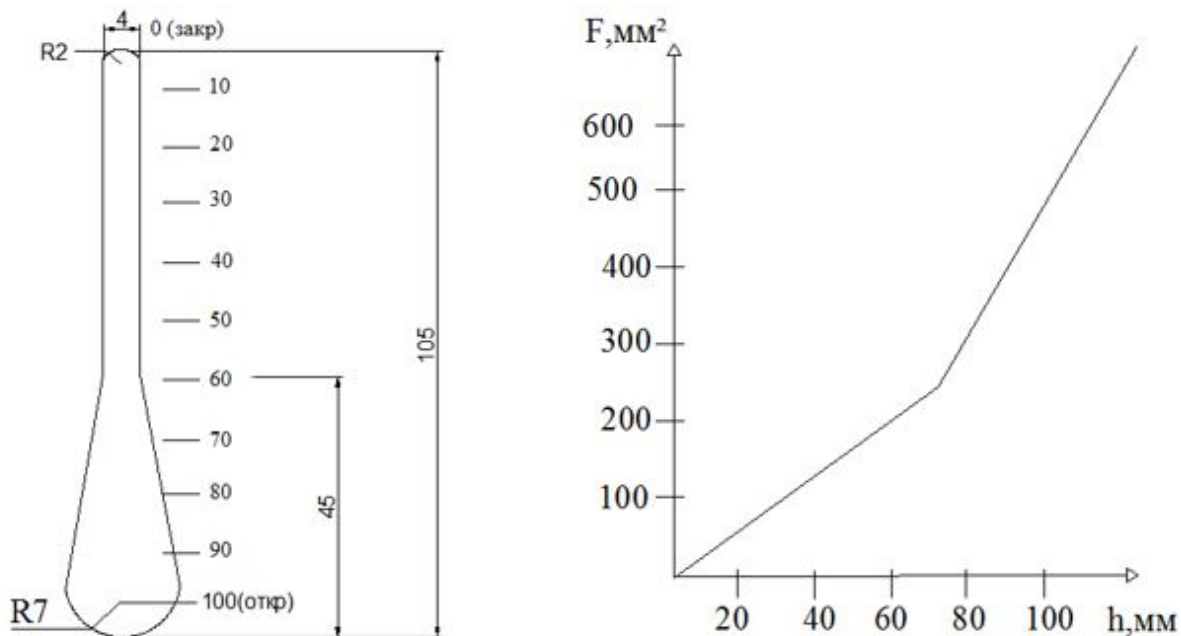


Рисунок 10. Профиль и конструктивная характеристика мазутного клапана

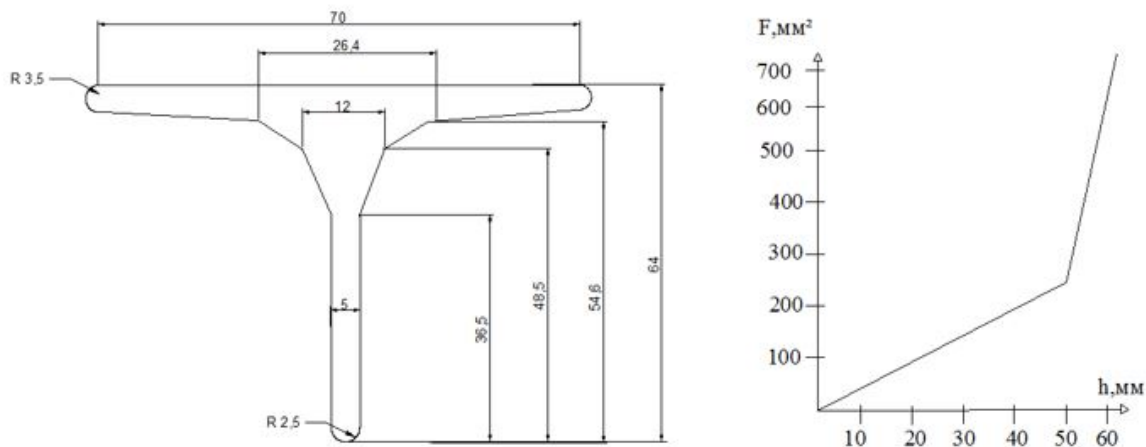


Рисунок 11. Профиль и конструктивная характеристика мазутного клапана.

Приложение 9
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по эксплуатационной химической очистке котлов энергоблоков сверхкритического давления

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатационной химической очистке котлов энергоблоков сверхкритического давления (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для персонала специализированных, проектных, наладочных организаций, в системе Министерства энергетики Республики Казахстан, эксплуатационного персонала электростанций при проектировании, подготовке и проведении эксплуатационных очисток паровых стационарных прямоточных котлов сверхкритического давления (далее – СКД) 25 мега Паскаль (далее – МПа).

При составлении Методических указаний учитывался опыт проведения эксплуатационных очисток блоков СКД специализированными организациями, отдельными электростанциями и энергосистемами Российской Федерации.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) электростанция

— энергетический объект, предназначенный для производства электрической и тепловой энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

2) гидразинно-аммиачный водный режим - традиционный водный режим, используется практически на всех энергетических блоках СКД, при его реализации в питательную воду дозируют гидразин и аммиак, которые связывают соответственно кислород и углекислоту, оставшиеся в воде после дегазации;

3) вспомогательные вещества ОП-7 и ОП-10

— это неиногенные поверхностно-активные вещества, представляются в виде жидкости либо пасты маслоподобного типа, имеют светлый цвет;

4) ингибитор коррозии металлов КИ-1

— ингибитор, который используется в качестве присадки к кислотам и их растворам (плавиковой, соляной, фосфорной, серной), необходим для того, чтоб металл не подвергался кислотной коррозии.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Основным назначением эксплуатационной химической очистки котла энергоблока СКД является удаление отложений, образующихся во время эксплуатации на внутренней поверхности труб. Это мероприятие необходимо для обеспечения экономичной работы блока и предотвращения создания аварийной ситуации из-за перегрева и коррозионных повреждений металла.

4. Своевременно и качественно выполненная эксплуатационная очистка котла способствует уменьшению выноса в проточную часть турбины меди, оксидов кремния и железа, а также частиц окалина, отслаивающихся при резких теплосменах с поверхности пароперегревательных труб.

5. Скорость образования отложений на внутренней поверхности труб в процессе эксплуатации блока СКД зависит от вида сжигаемого топлива и конструктивных особенностей котла, обуславливающих тепловые нагрузки, от водного режима и качества питательной воды и конденсата. На количество и состав эксплуатационных отложений существенное влияние оказывает количество пусков и остановов блоков и проводимые во время простоя мероприятия по консервации оборудования.

6. О количестве и свойствах отложений судят по показаниям термодатчиков и вырезкам образцов труб, которые производятся в поверхностях, расположенных в зонах максимальных тепловых напряжений или концентрирования примесей. Наиболее объективными являются данные температурного контроля, однако, в связи со сложностью его организации, проводятся периодические вырезки образцов труб.

7. Эксплуатационные химические очистки пароводяного тракта энергоблока СКД выполняются по предельной температуре или предельной загрязненности внутренней поверхности труб в участках с максимальными тепловыми нагрузками, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее

—
Правила технической эксплуатации электростанций и сетей).

8. Эксплуатационная очистка энергоблока обязательна, если на поверхностях нагрева котла обнаруживаются свищи и отдушины, образовавшиеся за счет отложений.

9. Эксплуатационная очистка питательного и пароводяного трактов необходима, перед переводом энергоблока на новый водно-химический режим, так как за счет переформирования оксидных пленок, усиливается вынос железа и особенно меди в пар. В этих случаях, после замены трубок подогревателя низкого давления (далее

—
ПНД), изготовленных из сплавов меди на стальные, выполняется очистка.

10. Эксплуатационная очистка проводится специализированной организацией или персоналом электростанции с участием служб энергосистемы по специально разработанной и утвержденной программе и схеме, составленным в соответствии с настоящими Методическими указаниями.

11. Проектом тепловых электрических станций предусматриваются общестанционные устройства для проведения эксплуатационной химической очистки оборудования, базируемые на схеме предпусковой очистки или на элементах штатного оборудования и тепловой схемы блока.

12. Технология и схема эксплуатационной очистки котла, определяющие метод очистки, обеспечивающая высокое качество очистки при минимально возможных материальных и временных затратах на очистку и обезвреживание сбросных вод.

13. Если после очистки блок выводится в резерв или ремонт и находится в простое более 5 суток, в технологическом режиме очистки предусматривается послепромывочная пассивация очищенных поверхностей для защиты металла, от коррозии на период простоя блока после очистки. Режим послепромывочной пассивации увязывается с водным режимом и методами консервации, принятыми электростанцией при эксплуатации данного оборудования.

14. При проведении эксплуатационной очистки котла энергоблока СКД соблюдаются требования Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрированы в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859) (далее - Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей).

Глава 2. Критерии, определяющие проведение эксплуатационной очистки пароводяного тракта котла

15. Периодичность эксплуатационных очисток пароводяного тракта котлов блоков СКД зависит от скорости роста теплопроводности и защитных свойств отложений, образующихся на поверхности труб во время эксплуатации.

16. Проведение эксплуатационной очистки пароводяного тракта котла блока СКД обязательно при достижении предельной температуры или загрязненности труб, расположенных в наиболее теплонапряженных участках с энтальпией среды 1900 - 2600 кило Джоуль/килограмм (далее - кДж/кг), в нижней радиационной части (далее - НРЧ).

17. На качество и количество отложений, образующихся в НРЧ, существенное влияние оказывает водный режим, проводимый на данном энергоблоке.

18. Для блоков СКД тепловых электростанций, предусмотрено применение следующих водных режимов, согласно Правилам технической эксплуатации электростанций и сетей, обеспечивающих необходимые качества пароводяной среды:

- 1) гидразинно-аммиачный (далее - ГАВР);
- 2) гидразинно-восстановительный (далее - ГВР);
- 3) нейтрально-кислородный (далее - НКВР);
- 4) комбинированный кислородно-аммиачный (далее - КАВР).

19. Предельная загрязненность определяется для обогреваемой стороны труб НРЧ в соответствии с опытом эксплуатации энергоблоков СКД на определенном водном режиме и устанавливается на основании нормативных расчетов, согласно Типовой инструкции по ведению водно-химического режима энергоблоков сверхкритического давления. Уточненные величины предельной загрязненности труб НРЧ не превышает предельной загрязненности обогреваемой стороны трубы нижней радиационной части котлов энергоблоков сверхкритического давления, согласно таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

20. Наименьшая предельная загрязненность установлена для газомазутных котлов, работающих на ГАВР и ГВР, что обусловлено высокими тепловыми нагрузками и низкой теплопроводностью образующихся отложений.

В этих случаях наблюдаются высокая скорость роста отложений и неравномерность распределения их по периметру труб: большая часть отложений образуется на обогреваемой стороне. Отложения состоят из верхнего более рыхлого слоя, составлявшего до 60 - 70 % по массе, и нижнего - более плотного, не превышавшего 30 - 40 % по массе при ГАВР, 75 - 80 % при ГВР.

21. Наряду с оксидами железа в отложениях имеются медь, цинк и их окислы.

Для котлов, работающих на смешанном или пылеугольном топливе, при ГАВР и ГВР за счет меньших тепловых нагрузок допускаются большие значения предельной загрязненности обогреваемой стороны труб НРЧ.

22. При работе энергоблоков на КАВР или НКВР независимо от сжигаемого топлива значения предельной загрязненности труб НРЧ установлены на более высоком уровне, что обусловлено значительным изменением характера отложений и увеличением их теплопроводности. Благодаря замене труб теплообменников из сплавов меди на нержавеющие и проведению очистки перед переводом энергоблоков на НКВР и КАВР обеспечивается отсутствие в отложениях меди, цинка и их соединений. Образующиеся отложения более плотные, толщина рыхлого слоя отложений уменьшается до 15 - 20 % по массе, что приводит к уменьшению их теплового сопротивления. В связи с тем, что тепловое сопротивление отложений создается в основном рыхлым наружным слоем отложений, возникает необходимость в его количественном определении, ограничении его величины и загрязненности труб в целом.

23. Предельная загрязненность определяется для обогреваемой стороны труб НРЧ и в целом для трубы методом катодного травления согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям. Для котлов, работавших на НКВР, обязательно устанавливается количество рыхлого слоя, для чего образец трубы перед катодным травлением взвешивается до и после механического снятия этого слоя жесткой (чернильной) резинкой и по потере массы рассчитывается его величина.

24. Предельные значения загрязненности труб НРЧ для конкретного котла данной электростанции и места вырезки образцов уточняются на основании опыта эксплуатации и узаконены инструкцией по эксплуатации котла.

25. Наиболее часто возникает необходимость в эксплуатационной очистке пароводяного тракта котла до встроенной задвижки, в котором расположены наиболее теплонапряженные участки тракта.

26. Вопрос о необходимости очистки других участков питательного и пароводяного тракта энергоблока решается на основании оценки загрязненности этих участков и влияния образовавшихся в них отложений на эксплуатацию блока.

27. Для обеспечения качества очистки и полноты удаления взвеси из очищаемого оборудования определяют загрязненность всех поверхностей нагрева, включаемых в контур очистки.

28. В частности, при организации очистки пароводяного тракта котла до ВЗ имеют данные по загрязненности и составу отложений не только в экономайзере, средней радиационной части (далее

—
СРЧ), верхней радиационной части (далее

—
ВРЧ), так как по количеству и составу образовавшиеся в них отложения значительно отличаются от отложений в НРЧ.

29. Вопрос о включении в контур очистки подогревателей высокого давления (далее

—
ПВД) по водяной стороне решается на основании исследования состава и количества отложений на вырезанных трубах и змеевиках ПВД или по другим эксплуатационным показателям изменение температуры и давления (Dt , Dp). При отсутствии данных о загрязненности ПВД очистку целесообразно вести по байпасу ПВД.

30. При необходимости очистки ПВД по паровой стороне разрабатывается технология и схема очистки, предусматривающие выделение ПВД в отдельный контур, их последовательное подключение и технологию, обеспечивающую удаление взвеси из тупиковых участков. В настоящих Методических указаниях такая очистка не рассматривается ввиду единичности случаев ее проведения.

31. Необходимость в очистке пароперегревателей свежего пара и пара промперегрева возникает при образовании окалины на внутренней поверхности труб, которая растрескивается и выносится паром в турбину при неустойчивых (переменных) режимах работы блока.

32. Возможность проведения эксплуатационной химической очистки пароперегревательных поверхностей нагрева оценивается совместно котельным, химическим цехами и службой металлов электростанции с учетом анализа состояния металла труб под окалиной, оценки его механических свойств. С помощью специализированной организации по химической очистке устанавливается возможность удаления отложений и защиты металла от коррозии при их растворении. Для этого на образцах труб из различных участков пароперегревателей проводятся лабораторные испытания и составляется заключение о целесообразности проведения химической очистки.

33. Решение вопроса о проведении химической очистки пароперегревателей блоков СКД только на основании загрязненности труб недопустимо.

34. При определении целесообразности проведения химической очистки пароперегревательных поверхностей принимают во внимание зависимость степени растворения окалины и защиты металла от коррозии при ее растворении от величины и от плотности (структуры) окалины. При плотной окалине, имеющей единичные

трещины, сколы и достигающей по количеству $800 - 1000 \text{ г/м}^2$, практически не удается добиться ее растворения за приемлемое время при воздействии даже сильных минеральных кислот. Кроме этого за счет малых анодных участков (металл в трещине, сколе) и больших катодных (окалина) сильно увеличивается скорость коррозии металла под окалиной, так как при этом сама окалина выступает твердофазным катодным деполяризатором. В этом случае химическая очистка пароперегревательных труб не проводится, проводится их замена.

35. При принятии решения о проведении химической очистки пароперегревательных поверхностей котла блока СКД обеспечивают скорость движения среды, достаточную для удаления взвеси и отслаивавшихся частиц окислов до тупиковых и недренируемых участков. Дополнительно проводят после химической очистки пароперегревательных труб паровые продувки собственным или сторонним паром.

36. Рекомендуемый для предпусковых очисток и пассивации метод парокислородной обработки (далее - ПКО) используют для очистки пароперегревательных поверхностей, в том числе поверхностей промежуточного пароперегревателя после их замены и в тех случаях, когда на образцах труб опытным путем установлена возможность удаления эксплуатационной окислы этим способом.

Глава 3. Выбор схемы и технологии эксплуатационной очистки

37. Выбор схемы и технологии эксплуатационной очистки котла определяется длительностью простоя блока, межпромывочного периода, загрязненностью поверхностей нагрева и имеющегося на электростанции оборудования для проведения очисток.

38. Общие требования, предъявляемые к технологии и схеме эксплуатационной очистки, заключаются в следующем:

- 1) обеспечение необходимой чистоты поверхностей нагрева;
- 2) снижение коррозионных потерь металла при воздействии моющего раствора до допустимых величин и защита металла от коррозии во время простоя котла после очистки до пуска;
- 3) обеспечение необходимых скоростей движения раствора и воды при водных отмывках для гарантированного удаления остатков промывочного раствора и взвешенных веществ из очищаемого тракта котла;
- 4) отсутствие коррозионных повреждений и сохранность эксплуатационных характеристик элементов штатного оборудования, используемых для очистки (насосы, подогреватели, трубопроводы и др.);
- 5) надежность отключения (отглушения) участков пароводяного тракта и оборудования энергоблока, не участвующего в химической очистке;

б) организация сброса, нейтрализация и обезвреживание отработанных промывочных растворов и загрязненных вод.

39. Для котлов, сжигающих мазут и смешанное топливо и работающих на ГАВР, предельная загрязненность труб в НРЧ достигается за непродолжительное время (4 - 7 тысяч часов) и возникает необходимость в проведении очисток отдельных поверхностей нагрева котла, в основном НРЧ, получивших название локальных очисток по проточно-сбросной схеме.

40. В отдельных случаях проведение локальных очисток по проточно-сбросной схеме требуется для пылеугольных котлов, работающих на ГАВР и для котлов, сжигающих мазут или смешанное топливо, при ГВР.

41. При использовании этого метода учитывают, что полной очистки пароводяного тракта до ВЗ можно достичь при загрязненности труб, не превышающей 100 - 150 г/м². При большей загрязненности отложения удаляются частично, что позволяет считать такую очистку профилактической, предназначенной для снижения температуры стенок труб в НРЧ.

42. Технология и схема очистки котлов по проточно-сбросной схеме рассмотрены в главе 8 настоящих Методических указаний.

43. При достижении предельной загрязненности труб НРЧ котлов блоков СКД за 8 - 10 тысяч часов и более и отсутствии необходимости очистки пароперегревательных поверхностей очистку проводят по циркуляционной схеме с использованием для прокачки моющих растворов и воды бустерных питательных насосов.

44. Этот метод очистки рекомендуется для блоков 250 - 500 Мега Ватт (далее МВт) при загрязненности участков тракта, не превышающей 250 - 300 грамм/квадратный метр (далее - г/м²), и преимущественно железистоокисном характере отложений.

45. При загрязненности поверхностей нагрева от 300 до 500 г/м² очистка этим методом допускается в том случае, когда специальными лабораторными исследованиями на образцах труб данного котла подобрана технология, обеспечивающая эффективность очистки.

46. Применение бустерных питательных насосов для прокачки моющих растворов допускается по согласованию с администрацией электростанции или с заводом - изготовителем этих насосов. При наличии на станции резервных БПН, предназначенных для проведения химических очисток, специального согласования не требуется.

47. Принципиальная схема очистки пароводяного тракта до встроенной задвижки с использованием бустерного питательного насоса приводится согласно рисунку 1

приложения 3 к настоящим Методическим указаниям и предусматривает циркуляцию среды по контуру деаэратор - бустерный питательный насос (далее

БПН) - обвод питательных насосов - байпас ПВД - пароводяной тракт котла до встроенной задвижки (далее

ВЗ) - растопочный сепаратор 2 МПа (20 килограмм силы/квадратный сантиметр (далее - кгс/см²)) (далее - Р-20) - временный трубопровод - трубопровод основного конденсата - деаэратор.

48. Подготовка схемы и очистка этим методом занимает мало времени, в связи с чем она проводится в период кратковременных остановов блока (на 3 - 5 суток) или в текущий ремонт.

49. Включение в контур очистки ПВД по водяной стороне допускается при наличии в них отложений, аналогичных по количеству и составу отложениям в НРЧ и других участках тракта.

50. Для блоков 250 - 500 МВт при загрязненности труб, превышающей 500 г/м², и для блоков 800 и 1200 МВт при любой загрязненности эксплуатационную очистку пароводяного тракта до ВЗ проводят с помощью специальных насосов химической очистки (далее - НХО), которые создают необходимые скорости движения раствора и воды.

51. Циркуляция растворов при такой очистке проводится по тракту рисунок 2 приложения 3 настоящих Методических указаний, деаэратор - обвод питательных насосов - НХО - байпас ПВД - пароводяной тракт до ВЗ - расширитель Р-20 - временный трубопровод - деаэратор.

52. При установлении возможности проведения химической очистки пароперегревателя свежего пара она проводится по циркуляционной схеме с применением НХО для прокачки воды и моющих растворов в соответствии с пунктами 32, 33, 34 настоящих Методических указаний. Химическая очистка проводится по контуру принципиальной схемы очистки пароводяного тракта до ГПЗ с использованием НХО согласно рисунка 3 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, деаэратор - обвод питательных насосов - байпас ПВД - НХО - пароводяной тракт котла до главной паровой задвижки (далее

ГПЗ) - временный трубопровод - деаэратор.

53. Использование БПН для очистки пароводяного тракта котла до ГПЗ допускается только в тех случаях, когда соблюдается следующие условия:

1) На поверхности пароперегревательных труб отсутствует окалина и отложения практически не отличаются по составу и количеству от отложений в других поверхностях нагрева;

2) Гарантируется полнота удаления взвеси из недренируемых и тупиковых участков тракта и пароперегревателя;

3) Лабораторными исследованиями подтверждена возможность качественной очистки всех поверхностей нагрева по рекомендуемой технологии.

54. Химическая очистка промежуточного пароперегревателя выделяется в отдельный контур и проводится в соответствии с пунктами 32, 33, 34 настоящих Методических указаний. Очистка проводится НХО по принципиальной схеме очистки промежуточного пароперегревателя энергоблока СКД согласно рисунка 4 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, деаэрактор - НХО - промежуточный пароперегреватель, нитки которого включаются последовательно - временный трубопровод - деаэрактор.

55. Моющий раствор и технологический режим циркуляционных очисток выбирается в зависимости от загрязненности очищаемых поверхностей нагрева и характера образовавшихся отложений (окалины). Во всех случаях используют растворы композиций трилона Б или аммонийной соли этилендиаминтетрауксусная кислота (далее

—
ЭДТК) с органическими, минеральными кислотами или смеси гидрофторида аммония с серкой кислотой, условия применения которых рассмотрены в главе 5 настоящих Методических указаний.

56. При использовании для прокачки БПН и при наличии в пароводяном тракте котлов аустенитных участков не допускается применение соляной ингибированной кислоты, так как возможны коррозионные повреждения БПН и трудно гарантировать полноту удаления хлора из тупиковых и недренируемых участков котла.

57. Технологический режим очистки кроме кислотных обработок включает интенсивные водные отмывки, нейтрализацию или пассивацию.

58. При простое энергоблока после химической очистки продолжительностью менее 1 - 2 суток пассивация очищенных поверхностей нагрева не проводится и очистка заканчивается нейтрализацией - обработкой поверхностей нагрева 0,3 - 0,5 %-ным раствором аммиака при температуре раствора 60 - 80 градус Цельсия (далее -

о
С) в течение 4 - 6 часов с последующим дренированием раствора.

59. При длительности простоя блока после очистки более 2 суток проводят пассивацию одним из следующих методов:

1) гидразинно-аммиачная пассивация. Проводится при концентрации гидразин-гидрата 400 - 500 миллиграмм/килограмм (далее - мг/кг), водородный показатель (далее

—

pH) раствора 10,0 - 10,5, получаемой за счет добавления аммиака, при температуре раствора 120 - 140

o

С и циркуляции раствора по контуру в течение 8 - 10 часов;

2) пассивация растворами типа М-1 или типа МСДА-1. Проводится при концентрации одного из этих соединений 0,3 - 0,5 %, температуре 40 - 60

o

С и циркуляции раствора по контуру в течение 3 - 4 часов;

3) горячая водокислородная обработка (далее - ГВКО). Проводится согласно рекомендациям, приведенным в главе 7 настоящих Методических указаний, или парокислородная очистка.

60. Метод после промывочной пассивации соответствует осуществляемому на блоке водному режиму. Для блоков, работающих на ГАВР или ГВР, проводят гидразинно-аммиачную пассивацию. Для блоков, работающих или переводимых после очистки на НКВР и КАВР, послепромывочную пассивацию проводят растворами контактных ингибиторов типа М-1 или типа МСДА или выполняют ГВКО или парокислородная очистка, описание которых приведено в главе 7 настоящих Методических указаний.

61. При простое оборудования после очистки во всех случаях целесообразно применение метода вакуумной сушки поверхностей нагрева котла с помощью передвижной вентиляторной установки с устройством для осушки воздуха силикагелем и электроподогревателем. Установка подключается через гибкие рукава большого диаметра к соответствующим патрубкам или коллекторам. Этой же установкой пользуются в сочетании с основными эжекторами турбины для проведения вакуумной сушки.

Глава 4. Характеристика моющих растворов и технологий эксплуатационных очисток энергоблоков СКД циркуляционными методами

62. В настоящих Методических указаниях к циркуляционным методам очисток отнесены все виды очисток, предусматривающие организацию циркуляции моющих растворов по замкнутому контуру с использованием насосов (БПН или НХО).

63. Для эксплуатационных очисток блоков СКД применяются следующие моющие растворы:

1) раствор композиции трилона Б или двухзамещенной аммонийной соли ЭДТК с лимонной кислотой;

2) раствор композиции трилона Б или двухзамещенной аммонийной соли ЭДТК с заменителями лимонной кислоты, например, серной, фталевой, адипиновой кислотами;

3) раствор смеси серной кислоты с бифторидом аммония.

64. Наиболее эффективна очистка раствором композиции трилона Б (или двух замещенной аммонийной соли ЭДТК) с лимонной кислотой, так как этот раствор обладает высокой эффективностью растворения оксидов железа, в том числе, наиболее труднорастворимого из них гематита; характеризуется образованием хорошо растворимых комплексов с ионами железа двухвалентного (далее - $Fe(II)$) и железа трехвалентного (далее - $Fe(III)$), высокой "железоемкостью" при минимальном количестве взвешенных веществ в растворе (не более 3 - 5 %). Использование эффективных смесей ингибиторов позволяет ставить коррозионные потери котельных сталей до минимума при температурах до 100 - 180

o

С. Раствор коррозионно безопасен по отношению к аустенитным сталям.

65. Недостатками применения данного раствора являются высокая стоимость реагентов, сложность нейтрализации отработанных растворов и недостаточная эффективность действия при применяемых концентрациях компонентов для удаления плотных железистоокисных отложений или окалина при загрязненности 400 - 600 г/м² и выше.

66. Условия проведения химической очистки раствором композиции трилона Б с лимонной кислотой заключаются в следующем. Концентрация основных компонентов трилона Б и лимонной кислоты выбирается в зависимости от исходной загрязненности поверхности и может колебаться от 0,5 до 2,0 % для каждого компонента. Количество кислотных стадий очистки зависит от исходной загрязненности труб. При загрязненности до 100 - 150 г/м² рекомендуется проведение одной кислотной стадии, при загрязненности более 150 - 200 г/м² очистку проводят в 2 стадии.

67. Оптимальным для растворения железистоокисных отложений является соотношение компонентов в композиции 1:1. На связывание 1 килограмма оксидов железа расходуется 2,5 - 3,0 килограмма суммарно трилона Б и лимонной кислоты, оптимальное для удаления оксидов железа значение рН раствора 3,0 - 3,5.

68. Температура раствора в пределах 90 - 130

o

С, в качестве ингибиторов применяется смеси ингибиторов: 0,1 % вспомогательного вещества ОП-7 (ОП-10) (далее

—
ОП-7) с 0,02 % каптакса или 0,1 % ингибитор коррозии металла КИ-1(далее

—
КИ-1) с 0,02 % каптакса. Каптакс в смесях ингибиторов заменяется на 0,3 %

тиомочевины или 0,05 % тиурама. Использование одного из компонентов смеси

ингибиторов не обеспечивает эффективной защиты стали при температурах выше 90

o

С. Применение смеси ингибиторов снижает скорость коррозии котельных сталей (сталь 20, 12Х1МФ) до 2 - 5 грамм/квадратный метр

час (далее - г/м²)

ч). Длительность кислотных стадий определяется стабилизацией концентрации железа в промывочном растворе и составляет в среднем 4 - 6 часов.

69. Технологический режим эксплуатационной очистки раствором композиции трилона Б с лимонной кислотой состоит из следующих операций:

1) водная отмывка обессоленной водой;

2) обработка раствором композиции трилона Б или двухзамещенной аммонийной соли ЭДТК с лимонной кислотой с концентрацией компонентов от 0,5 до 2,0 % и ингибиторами при температуре 100 - 120

С в течение 4 - 6 часов;

3) вытеснение промывочного раствора обессоленной водой на сброс с добавлением через 30 - 40 минут после начала вытеснения аммиака до рН = 9,0 - 9,5 и последующая отмывка до осветления. При необходимости проведения двух кислотных стадий вытеснение обессоленной водой проводится без добавления аммиака до осветления и рН = 6,0 - 7,0. Затем проводится повторная кислотная обработка аналогично подпункта 2) пункта 69 настоящих Методических указаний, с концентрацией основных компонентов по 0,5 - 1,0 %. После этой стадии отмывка проводится обессоленной водой с добавками аммиака на сброс до осветления промывочного раствора аналогично подпункта 3) пункта 69 настоящих Методических указаний;

4) обработка 0,3 - 0,5 % раствором аммиака при рН = 9,0 - 9,5 и температуре 60 - 80

С в течение 4 - 6 часов или пассивация в соответствии с пунктами 57, 58, 59 настоящих Методических указаний.

70. Достаточно высокую эффективность удаления эксплуатационных отложений из котлов блоков СКД обеспечивают композиции трилона Б с заменителями лимонной кислоты: серной кислотой, фталевым ангидридом, адипиновой кислотой.

71. Для получения оптимального значения рН раствора комплексона, равного 3,0 - 3,5, к раствору трилона Б или аммонийной соли ЭДТК добавляются концентрированные растворы серной, адипиновой, фталевой кислот. По сравнению с композицией с лимонной кислотой эти композиции характеризуются меньшей степенью растворения оксидов железа (Fe_2O_3 и Fe_3O_4), за счет чего в них образуется больше взвешенных веществ (до 8 - 10 %). Для снижения коррозионных потерь котельных сталей до допустимых значений (2 - 5 г/м²)

ч) в них вводят смеси ингибиторов, указанные в пунктах 66, 67, 68 настоящих Методических указаний. Принимают во внимание, что при снижении значения рН растворов ниже 2,5 наблюдается резкое снижение защитного действия ингибиторов и увеличение содержания взвешенных веществ в растворе. В связи с этим не допускается передозирование концентрированных растворов кислот в контур и понижения рН раствора ниже 2,5.

72. Выбор концентрации реагентов в композициях трилона Б с серной или фталевой кислотой производится аналогично с композицией трилона В с лимонной кислотой. Практически установлено, что необходимо на 1 килограмма трилона В добавляют 1,2 килограмма серной кислоты или 1,5 килограмма фталевой (адипиновой) кислоты в пересчете на 100 %-ную концентрацию реагентов в технических продуктах. Температура раствора композиций равна 90 - 120

С, причем недопустимо ее снижение в процессе очистки, так как при этом резко уменьшается растворимость реагентов (фталевой кислоты, ЭДТК) и они выпадают в осадок. По этой же причине недопустимо и прекращение циркуляции растворов. Длительность кислотных стадий при очистке композициями трилона Б с заменителями лимонной кислоты в среднем составляет 4 - 8 часов и определяется стабилизацией концентрации железа в промывочном растворе.

73. Установлено, что на связывание 1 килограмма железа расходуется также 2,5 - 3,0 килограмма суммарно компонентов композиции трилона Б с заменителями лимонной кислоты. Для этих композиций снижение рН раствора при передозировке кислоты опасно также из-за низкой растворимости и возможности выпадения осадка ЭДТК в растворе при рН раствора не больше 2,0 - 2,5.

74. Технологический режим эксплуатационной очистки растворами композиции трилона Б с заменителями лимонной кислоты заключается в следующем:

1) водная отмывка обессоленной водой;

2) обработка ингибированным раствором композиции трилона Б 0,5 - 2,0 %-ной концентрации с серной, фталевой, адипиновой кислотами (рН = 3,0 - 3,5) при температуре 90 - 120

С в течение 4 - 8 часов. В процессе очистки периодически добавляется серная кислота для поддержания рН на уровне 3,0 - 3,5;

3) вытеснение промывочного раствора обессоленной водой на сброс с добавлением через 30 - 40 минут после начала вытеснения аммиака до рН = 9,0 - 9,5 и последующая водная отмывка до осветления. При необходимости проведения второй кислотной обработки вытеснение обессоленной водой проводится без добавления аммиака до нейтральной реакции и осветления, затем выполняется вторая кислотная обработка

аналогично подпункта 2) пункта 74 настоящих Методических указаний, но обычно с пониженной концентрацией комплексонов (0,5 - 1,0 %);

4) обработка 0,3 - 0,5 %-ным раствором аммиака при $\text{pH} = 9,0 - 9,5$ при температуре 60 - 80

o

С в течение 4 - 6 часов или пассивация в соответствии с пунктами 57, 58, 59 настоящих Методических указаний.

75. Эффективным моющим средством для эксплуатационной очистки котлов блоков СКД является раствор смеси гидрофторида аммония с серной кислотой с суммарной концентрацией компонентов 2 - 4 % при их отношении по массе 1:1. При этом pH раствора составляет 2,8 - 3,0 и является оптимальной по условиям комплексования ионов железа двухвалентного Fe (II) и трехвалентного Fe (III) с фтор-ионом.

76. Этот раствор характеризуется высокой скоростью растворения оксидов железа и достаточно высокой буферной емкостью. При загрязненности труб до 100 - 150 г/м² рекомендуется использовать концентрации гидрофторида аммония и серной кислоты по 1 %, при загрязненности до 200 - 300 г/м² - по 1,5 %, при загрязненности до 400 - 600 г/м² - по 2,0 %. В связи с высокой растворимостью образующихся при растворении оксидов железа фторидов Fe (II) и Fe (III) в растворе не образуется много взвешенных веществ (обычно не более 8 - 10 %). Однако при применении этой смеси не допускается увеличения pH в процессе очистки выше 4, 5, так как в этом случае создаются условия выпадения из раствора гидроксида Fe (III).

77. Вследствие этого по мере растворения железистоокисных отложений и увеличения pH сверх 4,0 - 4,5 добавляют в раствор серную кислоту до снижения pH до 3,0 - 3,5. Для этого раствора также недопустима передозировка серной кислоты до pH раствора ниже 2,5, так как это вызывает увеличение скорости коррозии металла и количества взвеси в растворе за счет подтравки отложений.

78. Из стехиометрических соотношений и практики проведения очисток установлено, что на 1 килограмм оксидов железа, в пересчете на Fe₂O₃, затрачивается около 2 килограммов гидрофторида аммония и 2 килограмма серной кислоты. В растворе 1 %-ного гидрофторида аммония с 1 %-ной серной кислотой при очистке набирается до 8 - 10 грамм/литр (далее - г/л) растворенного железа в пересчете на оксид железа Fe₂O₃.

79. Температура раствора при проведении очистки в пределах 20 - 60

o

С. При малой загрязненности до 150 - 200 г/м² не подогревается раствор, при загрязненности выше 200 г/м² повышают температуру до 40 - 60

С. Раствор смеси гидрофторида аммония с серной кислотой долей применяется с ингибиторами, в качестве которых используются следующие смеси: 0,1 % ОП-7 (ОП-10) с 0,02 % каптакса; 0,1 % КИ-1 с 0,02 % каптакса; 0,1 % КИ-1 с 0,3 % тиомочевины; 0,1 % КИ-1 с 0,05 % тиурама. Скорость коррозии котельных сталей при использовании смесей ингибиторов снижается до 3 - 8 г/м²

ч. Длительность обработки зависит от стабилизации концентрации железа в промывочном растворе и составляет в среднем 4 - 6 часов.

80. Технология очистки состоит из следующих операций:

- 1) водная отмывка обессоленной водой;
- 2) обработка 1 - 2 %-ним раствором серной кислоты с 1 - 2 % гидрофторида аммония с ингибиторами при температуре 20 - 60

С в течение 4 - 6 часов.

При повышении рН сверх 4,0 - 4,4 на кислотной стадии производится периодическая дозировка серной кислоты до рН 3,0

3,5. При повышенной загрязненности труб (более 300 - 400 г/м²) проводят очистку с 2 кислотными стадиями при концентрации каждого из компонентов по 1,0 - 2,0 %;

3) вытеснение отработанного раствора обессоленной водой до паяного осветления с добавлением через 30 - 40 минут аммиака до рН = 9,0

9,5;

- 4) обработка 0,3 - 0,5 % раствором аммиака при температуре 60 - 80

С в течение 4 - 6 часов или пассивация в соответствии с пунктами 57, 58, 59 настоящих Методических указаний.

81. При наличии меди в отложениях (в количестве не меньше 5 - 7 %) предусматривают после проведения кислотных стадий и водной отмывки обработку 1,0 %-ным раствором аммиака с окислителем (0,5 % персульфата натрия, калия, кислорода, воздуха, 0,3 - 0,5 % перекиси водорода) при температуре 40 - 50

С в течение 3 - 4 часов, а затем водная отмывка и пассивация.

Глава 5. Основные требования к оборудованию циркуляционных схем эксплуатационных очисток котлов блоков СКД

82. Для обеспечения эффективной очистки котлов энергоблоков СКД необходимо на стадии проектирования котлов заводом-изготовителем предусматривают следующее :

1) поверхности нагрева котла и их элементы выполняются максимально дренируемыми, приспособленными для быстрого и надежного освобождения тракта котла от растворов и последующей просушки потоком сухого воздуха;

2) компоновка конструкции котла в зонах присоединения временных элементов схемы очистки не препятствуют свободному монтажу и демонтажу последних.

83. В проектах новых и при расширении действующих электростанций предусматривается общестанционная установка для проведения предпусковых и эксплуатационных очисток котлов энергоблоков и всего оборудования с учетом очистки наибольших по мощности энергоблоков.

84. Схемы циркуляционных эксплуатационных очисток базируются, в основном, на элементах схемы предпусковой химической очистки или предусматривается максимально возможное использование штатного оборудования блока.

85. Общестанционные устройства, предназначенные для проведения химической очистки котлов энергоблоков СКД, включают:

1) насосы для прокачки растворов и воды;

2) трубопроводы их обвязки;

3) всасывающий, напорный и сбросной трубопроводы;

4) емкости и насосы для хранения, приготовления и подачи в контур растворов реагентов;

5) емкости и насосы для накопления и подачи обессоленной воды;

6) устройство для подачи пара;

7) узел для нейтрализации и обезвреживания промывочных растворов.

86. Циркуляционные схемы очисток обеспечивают выполнение заданных технологическим режимом параметров:

1) температуры;

2) концентрации реагентов;

3) соблюдение последовательности операций;

4) скорости движения раствора и воды.

87. Одним из основных условий, которое выполняется при организации очистки по циркуляционной схеме, является создание необходимых скоростей движения растворов

88. При циркуляционной очистке котла с использованием НХО скорость движения раствора кислот и композиций не менее 1 метр/секунда (далее - м/с) в недренируемых и 0,6 м/с - в дренируемых участках, при вытеснении моющих растворов и водных отмывках - не менее 2 м/с в недренируемых и 1,0 - 1,5 м/с - в дренируемых.

89. Этим требованиям для блоков 250 - 1200 МВт соответствуют насосы типа МСК-1500-575 (1500 кубический метр/час (далее - м³/ч); 575 метр водного столба (далее - м. вод. ст); 160

о

С; $H_{\text{вс}} = 16$ м. вод. ст) и типа МСК-1000-350 (1000 м³/ч; 350 м. вод. ст; 120

о

С; $H_{\text{вс}} = 16$ м. вод. ст).

90. Количество устанавливаемых насосов определяется на основании гидродинамического расчета с учетом требуемых скоростей движения среды и сопротивления контура очистки. Один насос устанавливается дополнительно в качестве резервного.

91. Для предупреждения попадания в уплотнения проточной части насосов типа МСК механических загрязнений на всасывающем трубопроводе насоса устанавливают фильтры с размером ячейки 0,8 - 1,0 миллиметра.

92. В контур очистки включается деаэратор, аккумуляторный бак которого используется в контуре очистки как смешивающий подогреватель и промежуточная емкость. Растворы после прохождения тракта котла направляются в аккумуляторный бак по трубопроводу, который врезается в люк или уравнительную линию по пару, при этом предотвращается загрязнение деаэрационной колонки.

93. Для предотвращения повторного попадания грубых загрязнений в циркуляционный контур штуцеры всасывавших трубопроводов питательных насосов наращиваются внутри деаэратора на 300 - 400 миллиметров и обтягиваются металлической сеткой с размерами ячейки 5x5 миллиметров. Подогрев растворов осуществляется в деаэраторе. Подача пара с давлением 1,3 МПа (13 кгс/см²) производится от паропровода собственных нужд в деаэрационный бак по специально монтируемому перфорированному коллектору. При включении в контур очистки ПВД по водяной стороне дополнительный нагрев раствора и воды проводится в одном из ПВД. При очистке котла энергоблока, работающего по бездеаэрационной схеме или при необходимости исключения деаэратора и ПВД из контура очистки, предусматривают установку специального бака в качестве промежуточной емкости, объемом равным 1/3 объема контура очистки, и подогрев раствора и воды осуществляют в нем путем подачи пара при давлении 1,3 МПа (13 кгс/см²).

94. При использовании схемы очистки с насосами типа МСК-1000-375, типа МСК-1500-575 бак устанавливают на отметке выше 16 метров.

95. В тех случаях, когда по согласованию с руководством электростанции или заводами-изготовителями при очистке блоков СКД до ВЗ для прокачки рекомендуемых растворов используются БПН (например, 12ПД-8, ПД550-160-650 м³/ч, 158 м. вод. ст.),

в работе обычно находится один насос. В этих случаях скорость движения растворов определяется характеристикой БПН и сопротивлением тракта котла. Для примера в приложении 4 к настоящим Методическим указаниям, приведены результаты расчета скоростей потока при очистке котлов блоков СКД в зависимости от расхода и сечения труб данной поверхности некоторых котлов. Недостаточные скорости движения раствора и воды могут частично компенсироваться пониточной отмывкой поверхностей нагрева и подключением на стадии водных отмывок очищению поверхностей нагрева перед пуском котла в работу питательных электронасосов (далее - ПЭН).

Для этого выполняется блокировка по отключению ПЭН при повышении давления в Р-20 до 2 МПа (20 кгс/см^2) и обеспечивается необходимая пропускная способность задвижек в них. Это позволяет проводить водные отмывки по отдельным ниткам со скоростями, превышающими скорости движения среды при рабочих параметрах.

96. При очистке до ВЗ с помощью БПН резко сокращается число временных трубопроводов, и очистка проводится практически по рабочей схеме. Из общестанционной установки по очистке используются - реагентный узел, линия подачи реагентов в контур счистки, сбросная линия и узел нейтрализации. Дополнительно монтируется обвод питательного электронасоса (далее

ПЭН) и временный трубопровод диаметром 250 миллиметров до линии подачи основного конденсата в деаэратор. Дополнительно монтируется линия подачи реагентов на сторону всасывания БПН и в деаэратор, линия подачи пара от коллектора собственных нужд через перфорированный распределитель в деаэратор.

97. При очистках до ВЗ промежуточные сбросы не организуются, за исключением случаев, когда в отдельный контур очистки выделяют по водяной стороне. При очистке до ГПЗ первый сброс организуется после ВЗ, второй - из ГПЗ. Элементы тракта котла и тепловой схемы, не включаемые в контур очистки, отглушаются от него заглушками или надежно отключаются арматурой.

98. При химической очистке тракта до ВЗ пароперегревательные поверхности защищаются от попадания промывочных растворов следующим образом:

1) перекрываются задвижки, сброс раствора из котла производится непосредственно перед встроенными задвижками через растопочный узел по временному трубопроводу;

2) плотно закрываются вручную шиберные клапаны Д-3, пароперегревательный тракт заполняется обессоленной водой с созданием в нем противодействия (с помощью насосов, или путем соединения его с линией впрыска от работающего котла).

99. Реагентное хозяйство предназначено для приема, хранения, приготовления и дозировки концентрированных химических растворов и включает в себя емкости,

насосы для растворения и подачи этих растворов в контур очистки и трубопроводы их обвязки.

100. Согласно принципиальной схеме реагентного узла для циркуляционных очисток энергоблоков СКД, приведенной на рисунке 5 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, приведен типовой реагентный узел для проведения эксплуатационной очистки энергоблоков 250 - 800 МВт, объемы баков определяются количеством стадий и степенью растворения реагентов, используемых для очистки. Обычно устанавливают три бака для хранения и растворения реагентов. Баки имеют объемы для очисток блоков 250 - 500 МВт - 50 кубический метр (далее - м³), для очисток блоков 800 - 1200 МВт - 75 - 100 м³.

101. Реагенты, поступающие в твердом (кристаллическом) виде, растворяют в специальных баках-мешалках объемом 10 - 15 м³ с коническим днищем и крышкой. В крышке имеется люк, в который вставлено объемное сито с глухим днищем, представляющее собой цилиндрическую сетку высотой 1000 - 1500 миллиметров и размером ячейки 3 - 5 миллиметра. На баке-мешалке устанавливаются водомерное стекло, термогильза и пробоотборник. К баку-мешалке подводятся линии обессоленной воды и греющего пара. Пар подается через змеевик, расположенный в основании цилиндрической части бака-мешалки. Вместимость бака-мешалки не менее 5 - 10 м³.

102. Подача раствора реагентов в контур очистки осуществляется насосами в кислотостойком исполнении с подачей 60 - 90 м³/ч и напором не менее 50 м. вод. ст. Дозировка аммиачной воды в контур очистки осуществляется из бака хранения насосами с подачей 2 - 6 м³/ч и напором 50 - 80 м. вод. ст.

103. Баки, предназначенные для хранения крепких растворов реагентов, имеющих малую растворимость (фталевый ангидрид, ЭДТК), оборудуются наружным змеевиком для организации парового подогрева.

104. Для растворения в баке-мешалке реагентов, поступающих в твердом и пастообразном виде, и перекачки их в баки приготовления реагентов используются кислотостойкие насосы с подачей не менее 45 м³/ч и напором не менее 30 м. вод. ст.

105. С целью уменьшения количества установленных баков допускается последовательное приготовление различных реагентов в одном и том же баке после тщательной отмывки его от приготовленного ранее раствора.

106. Серная кислота подается во всасывающий трубопровод НХО по отдельному трубопроводу со штуцером, введенным внутрь трубопровода и загнутым вдоль осевой линии в направлении движения потока или в деаэратор. Подача серной кислоты во всасывающий трубопровод бустерных питательных насосов не допускается. При очистке с помощью БПН серную кислоту подают в деаэратор или перед ним.

107. Оборудование для подачи серной кислоты в контур очистки включают бак-мерник вместимостью 3 - 5 м³ и насосы-дозаторы с подачей 1 - 3 м³/ч (в зависимости от расхода кислоты). Кислота поступает в бак-мерник из хранилища системы водоприготовления. Данное оборудование располагается вблизи НХО, используют систему регенерации блочной обессоливающей установки (далее - БОУ).

108. Подача гидразина, серной кислоты, аммиака в баки реагентного хозяйства или в контур очистки осуществляется из химического цеха по соответствующим трубопроводам.

109. Для приготовления смесей ингибиторов, например, каптакса (тиурама) с ОП-7 (катапином), предусматривают установку специального бака-мешалки небольшой вместимости (2 - 3 м³), оборудованного, как и бак-мешалка для растворения твердых реагентов.

Глава 6. Характеристика технологических операций при циркуляционных методах очистки. Объем контроля за процессом очистки.

110. Технологические режимы эксплуатационных очисток пароводяного тракта котла циркуляционными методами включают в себя следующие операции: предварительную водную отмывку, одну или две кислотные обработки, водные отмывки после кислотных стадий, нейтрализацию или пассивацию.

111. Предварительная водная отмывка предназначена для удаления слабо сцепленных с поверхностью рыхлых отложений и позволяет одновременно провести подготовку и опробование схемы очистки, удаляют из сложного пароводяного тракта котла воздушные пробки.

112. Водная отмывка включает в себя отмывки по отдельным ниткам котла с максимальными скоростями на сброс и горячую водную отмывку по замкнутому контуру. Все операции проводят обессоленной водой, запас которой перед началом очистки энергоблоков 250 - 500 МВт равен 2,5 - 3,0 тысяч м³, для энергоблоков 800 - 1200 МВт - 4,0 - 5,0 тысяч м³.

113. Последовательность проведения предварительной водной отмывки заключается в следующем:

- 1) заполнение контура водой при открытых воздушниках;
- 2) опрессовка схемы на полное давление промывочными насосами;
- 3) прокачивание воды по отдельным ниткам и корпусам с периодическим изменением расхода воды для удаления воздушных пробок, а затем отмывка по каждой нитке обессоленной водой в течение 25 - 30 минут на сброс;
- 4) замыкание контура и нагрев обессоленной воды до заданной технологическим режимом температуры.

При проведении этой операции выполняют прощупывание змеевиков или при наличии тепловизора определяют прибором заполнение при прокачке по всем трубам горячей обессоленной воды. Горячая водная отмывка проводится в течение 2 - 3 часов;

5) Контроль за проведением предварительной водной отмывки проводится визуально по взвешенным веществам (осветленности) по штатным и временным приборам - за температурой, расходом. Проводятся наблюдения за уровнем в деаэраторе и БЗК. О степени отмывки судят по пробам, отбираемым из штатных и временных пробоотборников по тракту котла и на сбросе. В конце водной отмывки определяют жесткость и концентрацию железа. Замену загрязненной воды свежими порциями проводят только в случае концентрации железа ($C_{ж}$) более 500 микрограмм эквивалент/килограмм (далее - мкг-экв/кг) и наличии взвешенных веществ (железа) в воде более 100 мг/кг.

114. Основным назначением кислотной стадии очистки является растворение оксидов железа, составляющих основу эксплуатационных отложений, и удаление их в растворенном и частично во взвешенном состоянии из очищаемого тракта котла. Независимо от выбранной технологии кислотная стадия проводится растворами, приготовленными на обессоленной воде, при циркуляции раствора по замкнутому контуру.

При проведении кислотной стадии выдерживаются технологические параметры:

- 1) концентрация составляющих;
- 2) рН раствора, температура;
- 3) скорости движения;
- 4) порядок ввода реагентов;
- 5) продолжительность очистки.

115. Кислотная стадия очистки начинается с закачивания в контур очистки, заполненный обессоленной водой, нагретой до заданной температуры, предварительно приготовленного в баке раствора смеси ингибиторов. После подачи в контур расчетного количества раствора ингибиторов в течение 30 - 40 минут проводится перемешивание его в контуре.

116. Затем в контур очистки подаются концентрированные растворы основных моющих реагентов.

117. Последовательность подачи растворов реагентов в контур предусматривает подачу сначала менее кислотного реагента.

Например, при очистке композициями трилона Б с кислотами - подачу трилона Б или аммонийной соли ЭДТК, при очистке смесью серной кислоты с гидрофторидом аммония - последнего из них. Одновременная подача в контур обоих компонентов

раствора допускается для композиции трилона Б с фталевой, адипиновой кислотами, для серной кислоты с гидрофторидом аммония при низких температурах промывочного раствора (менее 30

С).

118. Дозировка серной кислоты проводится после подачи и перемешивания растворов трилона Б или гидрофторида аммония в контуре очистки, что позволяет избежать переокисления раствора до pH 2,5 - 2,8.

119. Подача ингибиторов и моющих реагентов в контур проводится с расходами, обеспечивающими получение заданных концентраций за один оборот раствора по контуру.

120. Длительность кислотной стадии зависит от скорости растворения железоокисных отложений. Об окончании процесса растворения отложений на этой стадии судят по стабилизации концентрации растворенного (или общего) железа в растворе. Стабилизация характеризуется приростом концентрации железа в растворе, не превышающем 0,2 - 0,3 г/л в течение 1,5 - 2,0 часов.

121. При проведении кислотной стадии контролируются:

- 1) температура;
- 2) расход раствора по штатным и временным расходомерам;
- 3) давление на стороне нагнетания насоса.

122. Химический контроль за процессом очистки осуществляется в следующем объеме:

- 1) кислотность или pH раствора, концентрация железа - 1 раз в 20 - 30 минут;
- 2) концентрация ЭДТК, трилона Б или гидрофторида аммония - 1 раз в 1,5 - 2,0 часа в начале процесса;
- 3) взвешенные вещества - 1 раз перед вытеснением кислотного раствора при необходимости.

123. При наличии меди в отложениях дополнительно определяется концентрация меди - 1 раз в 1,5 - 2,0 часа и обязательно в пробе перед вытеснением или сбросом раствора.

124. В баках приготовления концентрированных растворов определяется исходная концентрация реагента для расчета количества дозируемых в контур реагентов.

125. Вытеснение промывочного раствора и водная отмывка после кислотной стадии проводятся обессоленной водой. Обеспечивается полнота удаления остатков кислотных растворов и взвеси из очищаемого оборудования и подготовка очищенных поверхностей к последующей нейтрализации или пассивации. К началу этих операций в БЗК накапливается достаточное количество обессоленной воды (не менее 2,0 - 3,0 тысяч м³ для блоков 250 - 500 МВт и 4,0 - 5,0 тысяч м³ - для блоков 800 - 1200 МВт).

126. Вытеснение промывочного раствора и водная отмывка проводятся сначала по всему потоку котла одновременно с максимально возможными расходами воды. Порядок проведения отмывки зависит от того, будет ли после нее проводиться вторая кислотная стадия.

127. При проведении второй кислотной стадии после вытеснения промывочного раствора обессоленной водой на сброс в котлован-нейтрализатор проводятся кратковременные водные отмывки тракта по всему потоку и по отдельным ниткам с максимальными скоростями до получения на сбросе воды $\text{pH} = 6,0 - 7,0$ и ее осветления

Затем в последовательности, аналогичной пунктам 114 - 124 настоящих Методических указаний, проводится повторная кислотная обработка.

128. После последней или единственной кислотной стадии очистки по окончании вытеснения промывочного раствора выполняется отмывка котла обессоленной водой по всему потоку с максимальными скоростями в течение 30 - 40 минут, а затем в воду дозируют аммиак до получения на сбросе $\text{pH} = 9,0 - 9,5$. Далее переходят к отмывке поверхностей нагрева по отдельным ниткам с максимальными расходами и скоростями движения, соответствующими пунктам 86, 87, 88 настоящих Методических указаний.

129. Водные отмывки обессоленной водой с аммиаком на сброс проводятся в течение 0,5 - 1,0 часа по каждой нитке до получения концентрации железа в воде на сбросе не более 10 мг/кг.

130. По окончании отмывок на сброс контур замыкается и проводится водная отмывка нагретой обессоленной водой в течение 2 - 3 часа. Температура, до которой нагревается обессоленная вода на этой стадии, зависит от проводимой далее нейтрализации или пассивации, но не ниже 50 - 60 %.

131. При проведении очисток с использованием БПН водные отмывки после последней кислотной стадии проводят с максимально возможными расходами по отдельным ниткам, используя ПЭН. При отсутствии возможности использования ПЭН для проведения водных отмывок при очистке эту операцию предусматривают перед пуском котла.

132. Контроль, за проведением водных отмывок после кислотной стадии проводится в следующем объеме:

- 1) расход и давление на насосах - по штатным и временным датчикам;
- 2) взвешенные вещества - визуально 1 раз в 10 - 15 минут на сбросе;
- 3) концентрация железа после осветления воды - в конце водных отмывок по отдельным ниткам и при циркуляции по замкнутому контуру 1 раз в 30 и 60 минут соответственно.

133. На стадии водной отмывки при циркуляции по замкнутому контуру контролируются освещенность (визуально), pH раствора и концентрация растворенного железа. При повышении концентрации железа в растворе выше 50 мг/кг

проводятся повторные водные отмывки в соответствии с пунктами 128, 129 настоящих Методических указаний.

134. По окончании водных отмывок выполняется нейтрализация или пассивация очищенных поверхностей нагрева.

135. Нейтрализация выполняется разбавленным 0,3 - 0,5 %-ным раствором аммиака при температуре 60 - 80

o

С в течение 4 - 6 часов при циркуляции раствора по замкнутому контуру. Назначение этой операции заключается в нейтрализации остатков кислых растворов на поверхности труб и тупиковых участках и в защите металла от коррозии во влажной атмосфере при непродолжительном простое блока. По окончании нейтрализации раствор аммиака дренируется, а пароперегревательные поверхности промывает обессоленной водой и высушивает горячим воздухом согласно, пункта 61 настоящих Методических указаний.

136. При проведении пассивации после окончания водной отмывки контур также замыкается, вода нагревается до заданной режимом пассивации температуры. В воде контролируется концентрация железа и если она превышает 10 мг/кг, вода обновляется и снова проводится ее нагрев.

В нагретую воду, циркулирующую по замкнутому контуру, вводят концентрированные пассивирующие растворы и аммиак в количестве, необходимом для получения заданных режимом пассивации концентраций реагентов и значения рН.

137. Контроль за процессом пассивации осуществляется по следующим показателям:

1) температура, расход среды и давление на насосах - по штатным и временным приборам;

2) концентрация основного пассиватора и рН раствора (при добавлении к пассивирующему раствору аммиака) - один раз в час. При необходимости (появление цветности, взвеси, наличия меди в отложениях) определяется концентрация железа и меди.

138. По окончании пассивации раствор дренируется, а из не дренируемых участков вытесняется обессоленной водой с аммиаком и для этих участков выполняется сушка горячим воздухом в соответствии с пунктом 61 настоящих Методических указаний.

139. При проведении пассивации методом ГВКО после водной отмывки поверхностей нагрева с аммиаком и замыкания контура воду подогревают до 150 - 160

o

С, и на сторону всасывания БПН или НХО подают кислород из расчета его концентрации на входе в котел 30 - 60 мг/кг. Продолжительность ГВКО выбирается, исходя из оптимального удельного расхода кислорода 240 миллиграмм x час/килограмм (далее - мгxч/кг).

140. Подача кислорода начинается при достижении следующих показателей обессоленной воды в контуре концентрация оксидов железа ($C_{\text{Fe}_2\text{O}_3}$) не менее 10 мг/кг, электропроводимость не менее 5 микросименс/сантиметр (далее - мкСм/см), концентрация железа ($C_{\text{ж}}$) не менее 1

÷

2 мкг-экв/кг.

141. Подачу кислорода прекращают при концентрации кислорода на выходе из тракта котла равной или близкой к исходной.

142. В процессе проведения водокислородной обработки на очищенной поверхности нагрева формируется защитная окисная пленка, что существенно облегчает работу блока в первые сутки после пуска котла и сокращает период работы котла до достижения нормативных показателей.

143. Длительность водокислородной обработки составляет 4 - 8 часа. На стадии ГВКО следует анализировать концентрацию железа и кислорода на входе и выходе из котла.

144. Концентрацию железа определяют колориметрическим или объемным методом с сульфосалициловой кислотой, концентрацию кислорода методом Винклера с однократным отбором проб.

Глава 7. Мероприятия, выполняемые после циркуляционной очистки и оценка ее качества

145. По окончании химической очистки котла выполняется ряд мероприятий, позволяющих оценить состояние поверхностей нагрева и качество очистки, в том числе :

- 1) вскрытие деаэратора, коллекторов;
- 2) удаление скопившихся в коллекторах и емкостях шлама, взвесей, частиц окалины и осмотр их внутренней поверхности;
- 3) вырезка образцов труб из очищаемых поверхностей нагрева. При этом образцы вырезаются из труб, соседних с вырезанными до очистки;
- 4) катодным травлением определяют остаточную загрязненность для вырезанных образцов труб. Остаточная загрязненность труб не превышает данных остаточной загрязненности огневой стороны труб котлов, работающих на топливе при режиме пассивации или нейтрализации согласно таблицы 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

146. При наличии термопар, установленных на поверхностях нагрева блока, об эффективности очистки судят по снижению температуры металла труб, которая не превышает начальные значения более чем на 10 - 15

о

С в эксплуатационном режиме.

147. С учетом возможности формирования плотных защитных оксидных пленок на очищенной поверхности во время окислительных пассивации (парокислородная очистка) и при последующей работе на НКВР и КАВР независимо от вида сжигаемого топлива, допускается остаточная загрязненность труб 50 г/м^2 .

148. Количество удаленных из тракта котла отложений

$G_{\text{Fe}_2\text{O}_3}$

(тонн) рассчитывается по концентрации железа, определенной на основных кислотных стадиях, по формуле:

$$G_{\text{Fe}_2\text{O}_3} = \frac{V \cdot C_{\text{Fe}_2\text{O}_3}}{1000}$$

где V - объем промываемого контура, м^3 ;

$C_{\text{Fe}_2\text{O}_3}$

- концентрация железа, г/л или килограмм/ кубический метр (далее - кг/м^3).

149. Аналогично проводят расчет количества других удаленных компонентов, в частности взвешенных веществ и соединений меди при наличии последних в отложениях.

150. По результатам очистки составляется технический акт, в котором описываются технологический процесс, результаты контроля и определения загрязненности образцов труб после очистки.

151. При проведении эксплуатационной очистки блока СКД с использованием для прокачки моющих растворов БПН после очистки проводится осмотр технического состояния (ревизия), а при необходимости и ремонт БПН, участвовавшего в очистке.

152. Для более полного удаления взвеси из очищенного котла, особенно в случае проведения очистки БПН, перед пуском блока в эксплуатацию проводятся водные отмывки обессоленной водой с помощью ПЭН с максимальными скоростями движения воды (по возможности с большими, чем при эксплуатационных режимах работы блока) . Водные промывки и растопка котла проводятся согласно инструкции по растопке котла.

153. При непродолжительном (меньше 5 суток) простое блока, работающего на НКВР или КАВР, после очистки совмещают растопку котла с повышенной дозировкой кислорода в питательную воду и проведением ГВКО.

154. Повышение концентрации кислорода в растопочный период и при проведении ГВКО перед растопкой котла предназначается для ускорения формирования защитной пленки на очищенных поверхностях нагрева за счет окисления металла и оксидов железа и адсорбции кислорода на поверхности.

Эти процессы целесообразно проводить при остаточной загрязненности труб до 50 - 100 г/м².

155. Для проведения ГВКО монтируется линия ввода кислорода от кислородной рампы на сторону всасывания бустерных питательных насосов. Кислородная рампа изготавливается минимум на 5 баллонов и оборудуется кислородным манометром.

156. К пуску блока и перед началом ГВКО подготавливаются пробоотборные точки для отбора проб основного конденсата (конденсатный насос 1 ступени (далее - КЭН-I), конденсатный насос 2 ступени (далее - КЭН-II), деаэратор (далее

—
Д-7), питательной воды, среды до ВЗ, свежего пара в полном объеме, необходимым для пуска блока.

157. К началу операции обеспечивается готовность всех узлов, агрегатов, арматуры, блочного щита управления. Руководство ремонтного цеха обеспечивает дежурство ремонтной бригады. Все операции выполняются в соответствии с инструкциями котло-турбинного цеха по пуску и обслуживанию блока.

158. При выполнении операции ГВКО:

1) обеспечивают запас обессоленной воды 3000 м³;

2) проводят холодные и более тщательные горячие отмывки тракта котла до ВЗ в соответствии с инструкцией по пуску блока из холодного состояния после текущего ремонта или промывки. Горячую отмывку проводят при температуре питательной воды выше 100

◦
С и температуре среды до ВЗ - 180 - 220

◦
С. По окончании горячей отмывки температуру среды до ВЗ повышают до 250 - 260

◦
С и начинается циркуляция воды по замкнутому контуру: конденсатор - КЭН-I - БОУ - КЭН-II - ПНД

—
Д-7 - БПН - ПЭН - котел до ВЗ - Р-20 - конденсатор.

159. При достижении жесткости обессоленной воды после ВЗ не больше 2 мкг-экв/кг и электропроводности не больше 2 мкСм/см начинается дозировка газообразного кислорода во всасывающий трубопровод БПН в количестве, достаточном для получения концентрации кислорода на входе в котел 30 - 60 мг/кг. Продолжительность ГВКО определяется исходя из удельного расхода кислорода 240 мгч/кг и составляет 4 - 8 часа. По отборам проб в точках КЭН-II, Д-7, ПВ, ВЗ определяется концентрация железа один раз в час, кислорода - один раз в 30 минут.

Завершение этапа кислородной пассивации устанавливается по выравниванию концентрации кислорода на входе и выходе из испарительной части котла. При этом, как правило, выравнивается концентрация железа в этих же точках.

160. При проведении ГВКО предусматривается возможность частичного обмена воды (продувка контура около 10 %) путем добавки обессоленной воды в конденсатор и сброса части конденсата в циркуляционный водовод или бак грязного конденсата.

После завершения ГВКО дозировка кислорода снижается до нормативных для НКВР и КАВР значений, и продолжают операции по пуску блока в соответствии с существующей инструкцией.

161. Контроль за качеством выполненной ГВКО проводят путем определения концентрации железа в тракте блока в период пуска и по времени достижения нормативных показателей.

162. Кроме этого, при первой же возможности производят вырезки образцов труб из котла с целью оценки состояния внутренней поверхности труб с точки зрения образования защитной пленки.

Глава 8. Локальные химические очистки отдельных участков водяного тракта энергоблоков по проточно-сбросной схеме

163. Локальные очистки по проточно-сбросной схеме проводятся для пароводяного тракта энергоблоков до ВЗ для уменьшения загрязненности труб НРЧ и ВРЧ, работающих в зоне максимальных нагрузок, до допустимых значений.

164. Необходимость проведения такого вида очисток возникает для энергоблоков, в которых предельная загрязненность труб НРЧ и ВРЧ достигается за непродолжительный период эксплуатации (4 - 7 тысяч часов).

165. Небольшой межпромывочный период и необходимость проведения очистки во время кратковременного останова энергоблока не позволяют использовать специальную промывочную схему и определяют выбор проточно-сбросной схемы очистки, соответствующей технологии и условий проведения очистки.

166. Метод очистки по проточно-сбросной схеме заключается в дозировке разбавленных промывочных растворов перед очищаемыми поверхностями и сброс моющего раствора после них на протяжении всей стадии растворения отложений.

167. Технологический режим очистки отвечает требованиям:

1) моющий раствор обеспечивает высокую скорость растворения оксидов железа, составляющих основную часть отложений, так как раствор срабатывается во время однократного прохождения его вдоль очищаемой поверхности;

2) в связи с использованием проточно-сбросной схемы очистки и разбавленных растворов реагентов для усиления эффекта растворения отложений повышают температуру, скорость движения раствора;

3) условия проведения очистки делают необходимым применение аффективных ингибиторов коррозии металлов, не снижающих скорость растворения оксидов железа;

4) в связи с использованием при очистке по проточно-сбросной схеме БПН выбирают растворы, в которых не образуется большого количества взвешенных веществ, что предотвращает их отложение в коллекторах и участках с недостаточной циркуляцией растворов. Для выполнения этого условия используют реагент, образующие в водных растворах хорошо растворимые комплексы с Fe (III) и Fe (II) и не вызывающие подтравливание отложений в процессе их растворения.

168. При очистке создаются скорости движения растворов и воды не менее 1,0 - 1,5 м/с для обеспечения выноса взвеси из тракта котла.

169. Наиболее полно этим требованиям отвечают разбавленные растворы комплексонов (ЭДТК или трилона Б), а именно, 2 - 3-х замененные аммонийные соли ЭДТК при pH = 3,5 - 4,5 или композиции трилона Б с лимонной кислотой с ингибиторами при температурах 140 - 180

◦

С. Введение ингибиторов в эти растворы необходимо не только для снижения коррозионных потерь, но и для уменьшения нерационального расходования комплексонов на процессы коррозии, которые в отсутствие ингибиторов протекают одновременно и примерно с такой же скоростью, как растворение отложений.

170. При проведении локальных очисток пароводяного тракта СКД оптимальными является следующие растворы:

1) 0,4 - 1,5 г/л аммонийной соли ЭДТК при pH = 3,5

÷

4,5;

2) 1,0 - 2,5 г/л трилона Б с 1,5 - 2,5 г/л лимонной или фталевой кислоты при pH = 3,0 - 3,5.

171. В качестве ингибиторов для этих растворов используются смеси ингибиторов: 0,05 % М-1 с 0,05 % ОП-7 (ОП-10) или 0,05 % ОП-7 (ОП-10) с 0,017 % каптакса.

172. Температура раствора лежит в пределах 140 - 180

◦

С, скорость движения раствора не менее 1,0 - 1,5 м/с.

173. Продолжительность очистки определяется исходной загрязненностью поверхностей нагрева и зависит от температуры, концентрации реагентов, значения pH, определяющих скорость растворения отложений. В среднем, продолжительность локальных очисток пароводяного тракта котла СКД до ВЗ составляет 4 - 6 часов.

174. При проведении локальных очисток принимается во внимание следующее:

1) максимальная загрязненность труб, при которой ожидается полная очистка не превышает 100 - 150 г/м²;

2) при наличии в отложениях меди в количестве, превышающим 5 - 8 % эффект очистки ухудшается, так как снижается скорость растворения отложений.

175. При проведении локальных очисток поверхностей нагрева котлов СКД до ВЗ по проточно-сбросной схеме обеспечивается безусловное выполнение технологии очистки по температуре, скорости движения раствора, заданным концентрациям моющих веществ и ингибиторов, значению рН раствора.

176. В схему очистки включается пароводяной тракт котла до ВЗ, специальный реагентный узел, временные трубопроводы подачи реагентов и сброса промывочных вод на узел нейтрализации и обезвреживания в схеме микроочистки согласно рисунку 6 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

177. Локальная очистка осуществляется пониточно или по двум ниткам блока одновременно. Выбор количества ниток, параллельно включенных в схему очистки, определяется необходимостью создания заданной скорости движения и возможностью обеспечения температуры раствора. При этом учитывается также необходимость равномерного распределения подаваемого раствора реагента по ниткам котла.

178. Очистка дубль-блока проводится отдельно по корпусам. Корпус, не подвергаемый очистке, находится в простое или бывает в рабочем состоянии.

179. При очистке предусматривается последовательное выполнение следующих операций:

1) накопление обессоленной воды в баках запаса конденсата и подачу ее в конденсатор насосами основной или аварийной подпитки. Из конденсатора конденсатными насосами обессоленная вода подается в деаэрационный бак по трубопроводу основного конденсата (по байпасам ПВД);

2) забор конденсата или обессоленной воды из деаэратора БПН и подачу ее через проточную часть одного из остановленных питательных насосов, ПВД по трубопроводам питательной воды к узлу питания котла;

3) подача воды БШ в котел и организация контура циркуляции до ВЗ при нагревании воды до 170 - 180

°

С. Подогрев осуществляется в ПВД и деаэраторе. Для достижения заданной технологическим режимом температуры используется подача пара в деаэратор и один из ПВД, как правило, из паропровода собственных нужд с давлением 1,4 МПа;

4) сброс раствора проводится перед ВЗ через растопочный узел и специально смонтированный временный трубопровод (сбросной трубопровод) на узел нейтрализации в котлован-нейтрализатор или в шламоотвал, при проведении водных отмылок сброс воды осуществляется через растопочный узел по временной линии в сбросной циркуляционный водовоз. Промывочный раствор приготавливается непосредственно перед очищаемой поверхностью путем подачи концентрированных растворов реагентов в обессоленную воду (конденсат), которая прокачивается БПН с

установленным расходом и нагрета до заданной технологическим режимом температуры.

180. Для более равномерного распределения раствора реагентов по отдельным трубам НРЧ и других поверхностей нагрева вводят реагенты в каждый выходной коллектор предыдущей поверхности нагрева (для НРЧ - в выходные коллектора экономайзера).

181. Подсоединение напорного дозирочного трубопровода подачи концентрированных растворов реагентов на узле ввода реагентов осуществляется через специальные штуцеры из нержавеющей стали рисунок 7 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям. Эти штуцеры являются стационарными элементами тракта котла, их конструкция и расположение обеспечивает равномерность перемешивания раствора реагента с водой.

182. Для приготовления и дозировки реагентов используется специальный реагентный узел рисунок 8 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям. Реагентный узел включает бак для приготовления растворов реагентов, три дозирочных насоса, насос рециркуляции и трубопроводы обвязки.

183. Для применения рекомендуемых технологических режимов схема реагентного узла учитывает возможность одновременного растворения 2 реагентов, установку 2 баков объемом по 3 - 5 м³, либо двухсекционного бака объемом 6 м³.

184. согласно рисунку 8 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, приведен двухсекционный бак, разделенный пополам глухой вертикальной перегородкой и перекрытый крышкой. Каждая секция или бак соответственно имеет:

- 1) загрузочное сито;
- 2) водомерное стекло;
- 3) пробоотборник;
- 4) термометр;
- 5) дренажное и барботажное устройства;
- 6) подводы греющего пара, конденсата, аммиака;
- 7) воздушник.

185. Трубопроводы обвязки позволяют автономно готовить и дозировать реагенты в контур.

Дозирочные насосы РПНК-2-30 (3 м³/ч, 150 - 300 м. вод. ст.) предназначены для подачи реагентов в тракт котла (два рабочих, один резервный), а насос рециркуляции, например, типа 2Х-9Л (20 м³/ч, 16 м. вод. ст.) предназначен для перемешивания растворов в секциях бака. Возможна замена дозирочных насосов насосами других типов с параметрами: подача - 0,8 - 1,0 м³/ч в расчете на одну нитку и напор - 100 - 300 м. вод. ст.

186. Реагентный узел и дозировочные трубопроводы изготавливаются из нержавеющей стали. При изготовлении реагентного бака из углеродистой стали он имеет кислотостойкое покрытие, выдерживавшее высокую температуру (80

С).

187. Для сокращения протяженности трубопроводов дозировки реагентов оборудование реагентного узла монтируют на передвижной раме, располагают реагентный узел в непосредственной близости к очищаемому котлу.

188. Локальная химическая очистка отдельных участков пароводяного тракта энергоблока СКД включает следующие этапы: подготовительные операции, химическую очистку и водные отмывки. Подготовительные операции включают сборку схемы очистки, подготовку реагентного узла, выявление и устранение дефектов по схеме, прогрев котла при организации циркуляции воды по рабочей схеме и приготовление растворов реагентов. Все технологические операции проводятся на деаэрированной обессоленной воде без отключения амминирования.

189. Рассматривают 2 варианта очистки: при полном останове блока и при останове 1 из корпусов дубль-блока.

1) в первом случае обессоленная вода из бака запаса конденсата (далее БЗК) и химводоочистки подается в конденсатор, откуда конденсатными насосами через байпас БОУ и ПНД - в деаэратор. Из деаэратора бустерными насосами через проточную часть одного из остановленных питательных насосов вода подается через ПВД к узлу питания котла.

Обессоленная вода с расходом 80 - 100 м³/ч по каждой нитке прокачивается по замкнутому контуру: деаэратор-бустерный насос - проточная часть ПЭН - ПВД - пароводяной тракт котла до ВЗ - растопочный узел - конденсатор и далее по указанному выше контуру. Пароперегреватель через линии впрысков заполняется обессоленной водой, в нем создается давление больше, чем в контуре котла перед ВЗ.

Циркуляция воды по замкнутому контуру проводится до достижения температуры на выходе из котла 140 - 180

С. Подогрев воды производится в деаэраторе, а при необходимости предусматривается возможность подогрева воды в ПВД;

2) при останове одного из корпусов подача воды осуществляется питательными насосами по эксплуатационной схеме и температуре воды снижается до 140 - 180

С. На работающий корпус вода поступает с расходом, необходимым по условиям эксплуатации, а на корпус, подлежащий очистке

согласно условиям подпункта 1) настоящего пункта настоящих Методических указаний

Локальная химическая очистка осуществляется по 1 или 2 ниткам одновременно, что определяется необходимостью соблюдения заданных расходов и температуры раствора на данном энергоблоке.

При очистке по одной нитке при достижении необходимой температуры расход на нитку устанавливается соответствующим скорости движения среды 1,0 - 1,5 м/с, а по другой снижается до 10 - 15 м³/ч или до расхода, определяемого закрытием регулирующего питательного клапана (пропуском через регулирующийся питательный клапан в закрытом положении), при этом контур циркуляции и температура такие же, как в подпункте 1) настоящего пункта настоящих Методических указаний.

При очистке одновременно по двум ниткам устанавливается одинаковый расход по обеим ниткам.

190. Перед началом кислотной стадии контур размыкается через растопочный сепаратор на сброс в циркуляционный водовод, производится замена воды с одновременной подпиткой в деаэратор из БЗК или ВХО. Через 20 - 30 минут после размыкания контура сброс переключается с циркуляционного водовода на бассейн-нейтрализатор и начинается дозировка реагентов в тракт. Дозировка реагентов в контур продолжается в течение всей стадии кислотной очистки и прекращается при снижении концентрации железа в точке отбора пробы после ВЗ, ориентировочно через 3 - 6 часа.

191. Завершающим этапом очистки являются водные отмывки, предназначенные для удаления взвеси и остатков моющего раствора. После окончания дозировки реагентов расход воды на каждую нитку увеличивается до значений, обеспечивающих скорость 1,5 - 2,0 м/с, отмывка при температуре 120 - 150

С продолжается в течение 10 - 15 минут со сбросом в бассейн-нейтрализатор, а затем организуется сброс в циркуляционный водовод.

192. Водная отмывка контролируется по содержанию взвешенных веществ и железа в воде и прекращается при осветлении раствора и достижении содержания железа на сбросе не более 1 мг/л, что ориентировочно составляет 1,0 - 1,5 часа.

После достижения необходимой чистоты отмывочной воды производится отмывка следующей нитки (корпуса).

193. При пониточной очистке дубль - или моноблоков во время проведения очистки второй нитки в отмывую нитку поступает обессоленная вода с аммиаком (рН = 8,0 - 9,0) при расходе 10 - 15 м³/ч с последующим сбросом раствора в циркуляционный водовод.

194. Простой корпуса или котла после локальной очистки нежелателен, за водной отмывкой при достижении содержания железа в питательной воде 100 мкг/кг следует растопка котла. Вырезку образцов труб для оценки эффективности очистки осуществляют либо сразу после очистки, либо при очередном останове корпуса или котла.

195. Расход реагентов (Q) для локальной очистки определяется исходя из заданных концентраций реагентов, расхода воды и длительности очистки. Для учета возможных потерь при приготовлении растворов и проведении очистки вводится коэффициент запаса

—
 α

$$Q = \alpha \frac{CWt}{1000}$$

где C - концентрация реагента в промывочном растворе, кг/м³;

W - расход раствора, м³/ч;

t - продолжительность очистки, ч.

196. Перед очисткой целесообразно также провести поверочный расчет количества комплексообразующих реагентов, необходимых для связывания оксидов железа, имевшихся на поверхности экранных труб пароводяного тракта подвергаемых очистке, по формуле

$$Q_2 = \frac{bSd \cdot 10^{-4}}{K}$$

где Q_2 - расход реагента, тонн;

b - расход реагента (в пересчете на 100 %) на растворение 1 килограмма железистых отложений (кг/кг). Для аммонийной соли ЭДТК $b = 5,2$; для композиции трилона Б с кислотой $b = 2,5 - 3,0$ килограмм/килограмм (далее - кг/кг);

S - поверхность очищаемого участка пароводяного тракта, м²;

d - количество оксидов железа на единицу поверхности, г/м²;

K - содержание реагента в техническом продукте, %.

197. Исходя из полученного значения Q_2 , выбирается концентрация реагента и длительность очистки. При загрязненности 50 - 100 г/м² обычно выбираются

минимальные из указанных концентраций реагентов и длительность очистки 2 - 3 часа, при 100 - 150 г/м² и более - максимальные концентрации и длительность очистки 4 - 6 часа.

198. Контроль за процессом очистки проводится по химическим и теплотехническим показателям. Для определения состава раствора используются эксплуатационные точки отбора проб и организуется отбор проб за НРЧ, СРЧ и на сбросе после растопочного сепаратора. Перед отбором пробы необходимо в течение 3 - 5 минут продувают точку отбора. Допустима также организация непрерывного протекания через точки отбора проб.

199. При проведении каждой стадии очистки с периодичностью отбора проб 20 - 30 минут определяются следующие показатели:

1) на кислотной стадии - концентрация железа и рН, концентрация комплексобразующего реагента (выборочно, один раз в 1,5 - 2,0 часа), взвешенные вещества - визуально и количественно из средней пробы за всю стадию;

2) на водных отмытках количество взвешенных веществ - визуально один раз в 10 - 15 минут, концентрация общего железа - один раз в 20 - 30 минут.

200. В объем теплового и гидравлического контроля входят:

1) расход воды по ниткам - по штатным или временным расходомерам;

2) давление и температура - по штатным приборам;

3) уровень воды в деаэраторе и БЗК, конденсаторе;

4) температура воды в деаэраторе;

5) уровень и температура раствора в баках.

201. Химический контроль за приготовлением реагентов проводится из пробоотборников на баках и включает определение концентрации ЭДТК и трилона Б, значения рН раствора.

202. Количество реагентов, подаваемых в контур очистки, контролируется по водомерным стеклам баков и расходу реагентов, подаваемых в контур насосами-дозаторами.

203. Качество проведения локальной очистки оценивается следующими показателями:

1) снижением температуры металла труб при наличии установленных на данных поверхностях нагрева термопар в процессе эксплуатации;

2) состоянием поверхности вырезанных после очистки образцов труб и количеством оставшихся загрязнений, определяемых методом катодного травления;

3) оценкой количества вымытых оксидов железа (кг), определяемого по формуле

$$Q_{Fe_2O_3} = C_{Fe_2O_3} \cdot W \cdot \tau$$

где $C_{\text{Fe}_2\text{O}_3}$ - концентрация железа, кг/м³;

W - расход раствора, м³/ч;

t - продолжительность очистки, ч.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
эксплуатационной химической
очистке котлов энергоблоков
сверхкритического давления

Таблица 1

Предельная загрязненность (г/м²) обогреваемой стороны трубы НРЧ котлов энергоблоков СКД

Водно-химический режим	Вид сжигаемого топлива		
	газ, мазут	смешанное	пылеугольное
ГАВР, ГВР	200	250	300
	Для рыхлого слоя		
НКВР (или КАВР)	Не более 70	Не более 70	Не более 120
	Общая загрязненность		
	250	300	400

Таблица 2

Режим пассивации или нейтрализации	Остаточная загрязненность (г/м ²) огневой стороны труб котлов, работающих на топливе	
	Газ, мазут, смеси	Пылеугольное
Гидразинно-аммиачная	25 - 30	50
Аммиачная обработка и окислительные методы пассивации (в том числе ГКО, ГВКО)	50	50

Приложение 2
к Методическим указаниям по
эксплуатационной химической
очистке котлов энергоблоков
сверхкритического давления

Определение загрязненности труб методом катодного травления

Под удельной загрязненностью поверхности нагрева понимается количество отложений, отнесенное к 1 м² поверхности.

Удельная загрязненность поверхности (K) вычисляется по формуле, г/м²;

$$K = \frac{G}{F}$$

где G - потеря массы образца или количество отложений, грамм;

F - площадь внутренней поверхности образца трубы, квадратный метр (далее - м²).

Вырезку образцов труб определенной поверхности проводят следующим образом. Длина вырезаемой трубы не менее 400 - 500 миллиметров, причем участки на расстоянии 50 - 80 миллиметра от края не исследуются.

Отмечается обогреваемая и тыловая стороны трубы, затем она обтачивается на токарном станке снаружи на 2 - 3 миллиметра.

Для катодного травления трубу разрезают на образцы, размер которых определяется установкой для катодного травления. При разрезке и подготовке образцов к исследованию не пользуются эмульсией и применяют механические воздействия, приводящие к отслоению и нарушению целостности отложений (удары, вибрация).

Наружную поверхность разрезанных образцов труб (на кольца и полукольца) покрывают термостойким, кислотостойким лаком в соответствии с технологией покрытия образцов данным лаком. При низких температурах травления наружную поверхность образцов защищают воском.

Подготовленные образцы высушивают в эксикаторе с прокаленным хлористым кальцием и взвешивают на аналитических весах с точностью

±
0,0002 г.

При необходимости определения отдельно рыхлого слоя отложений и общей загрязненности, рыхлый слой удаляется жесткой (чернильной) резинкой и после выдерживания в эксикаторе повторно взвешивается.

Масса рыхлого слоя Q_p рассчитывается по формуле, г/м²

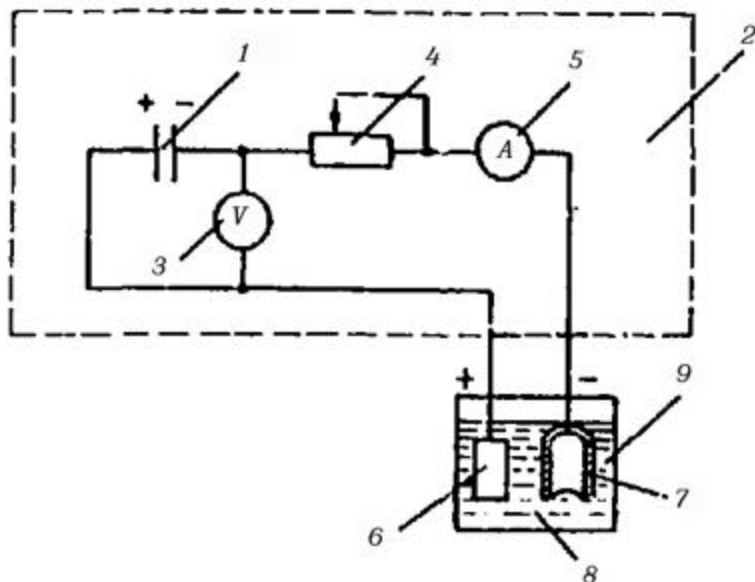
$$Q_p = \frac{P_0 - P_1}{F}$$

Где P₀ - первоначальная масса, г;

P₁ - масса образца после снятия рыхлого слоя резинкой, г;

F - внутренняя поверхность образца, м².

На рисунке 1 показана принципиальная схема установки для катодного травления образцов.



1 - источник постоянного тока; 2 - выпрямитель; 3 - вольтметр постоянного тока; 4 - регулирующий реостат; 5 - амперметр постоянного тока; 6 - анод; 7 - исследуемый образец; 8 - электролит; 9 - емкость из стекла или полиэтилена

Рисунок 1. Принципиальная схема установки катодного травления

При катодном травлении образец с отложениями за счет присоединения к отрицательному полюсу источника постоянного тока превращается в катод. Анодом, подсоединяемым к положительному полюсу источника постоянного тока, применяют свинцовый или графитовый электрод в зависимости от выбранного электролита.

Для катодного травления образцов труб с отложениями используют установку типа УКО-72 или любую установку, отвечающую требованиям схемы.

В качестве электролита, помещаемого в стеклянную или полиэтиленовую емкость, используются:

1) 8 - 10 %-ный раствор серной кислоты с 0,3 - 0,5 % ингибитора, например, КИ-1, КПИ и др.; (анодом служит свинец);

2) 5 - 10 %-ный раствор цитрата аммония, рН = 3,0 - 5,0 (анодом служит графит).

Образец помещается в электролитическую ванну, подсоединяется к источнику тока с помощью медного провода с зажимом. В месте подсоединения зажима образец зачищается до металла.

По показывающему прибору устанавливается необходимая плотность тока, обычно 2 - 5 А/дм².

При значительных отложениях (более 200 - 300 г/м²) раствор нагревается до 60 - 70

С, при меньших - травление проводят при комнатной температуре. Длительность травления не превышает 30 - 40 минут.

За эффективностью удаления отложений наблюдают визуально, отключая и осматривая вынутый из раствора образец раз в 10 - 15 минут.

После травления образцы вынимают из электролита, предварительно отключив источник тока, промывают под водой (лучше дистиллированной) и высушивают в сушильном шкафу при температуре 105 - 110

°

С, затем помещают в эксикатор и после полного остывания взвешивают на аналитических весах.

При высоком содержании меди в отложениях и омеднении очищенной поверхности образца в процессе катодного травления, образец после катодного травления помещают в аммиачный раствор с окислителем, например, в 1 %-ный раствор аммиака с 0,5 - 1,0 % перекиси водорода, персульфата аммония, нитрита натрия. Можно вместо указанных реагентов применяют продувку через раствор воздуха или кислорода.

Операцию удаления металлической меди проводят при температуре не выше 45 - 50

°

С в течение 3 - 4 часа, до полного удаления меди. Затем образец промывают дистиллированной водой, сушат, охлаждают в эксикаторе и взвешивают.

Для катодного травления образцов труб с окалиной применяют повышенные концентрации растворов до 15 %, температуру до 70 - 80

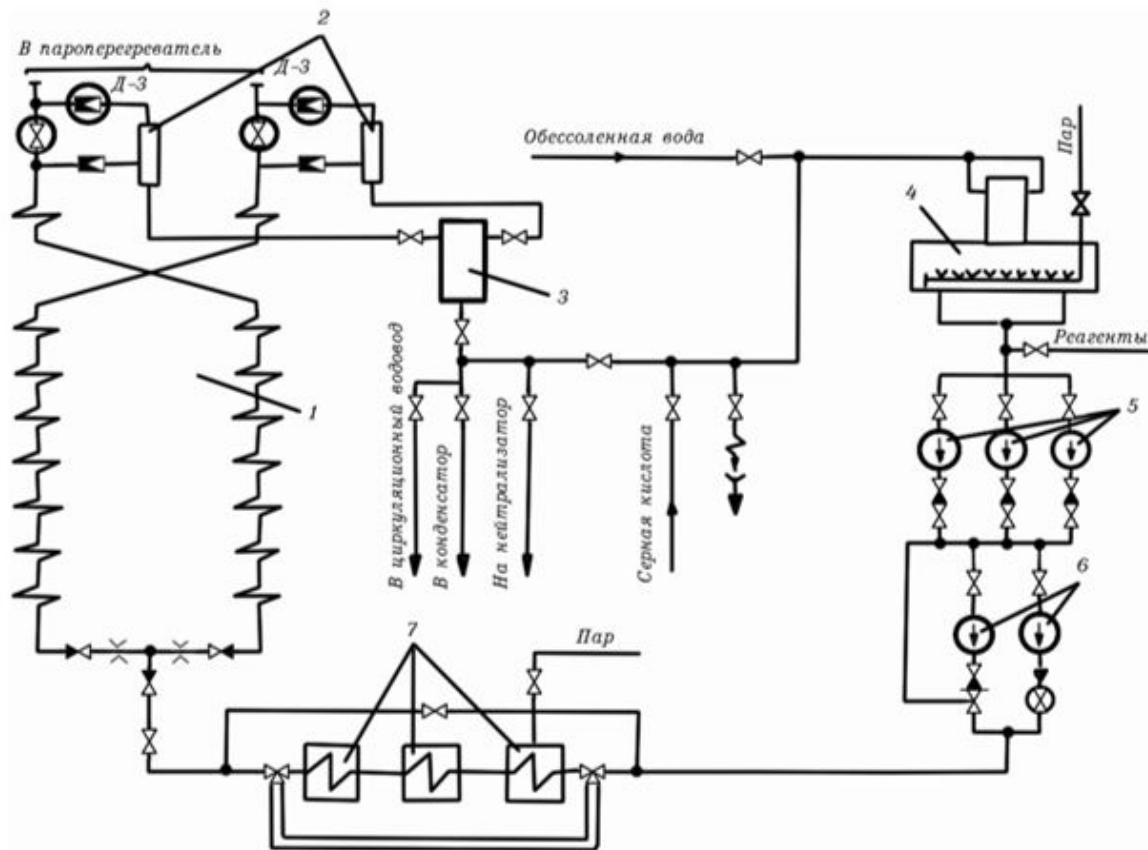
°

С, стимуляторы растворения окалины, например 2 - 3 % бифторида аммония, 5 % ацетона или формалина.

Длительность травления может в этих случаях увеличивается до 3 - 4 часа. Для удаления окалины толщиной более 0,2 - 0,3 миллиметра лучше применяют механическое обжатие труб в тисках. В этом случае количество окалины рассчитывается по потере массы образца. Образец не следует покрывать лаком, наружную поверхность механически очищают от отложений или закрывают лейкопластырем.

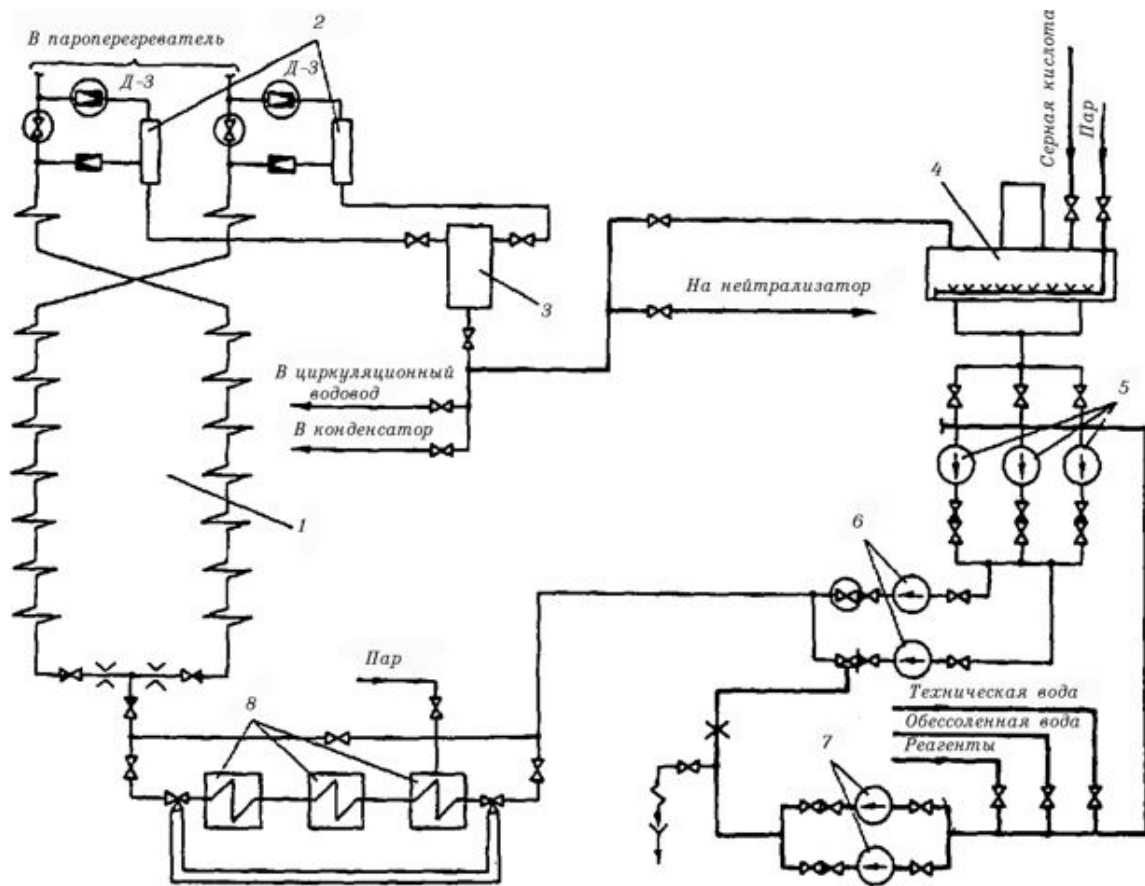
Приложение 3

к Методическим указаниям по
эксплуатационной химической
очистке котлов энергоблоков
сверхкритического давления



- 1
 —
 котел, 2 - встроенные сепараторы, 3 - расширитель 20 кгс/см², 4
 —
 деаэрактор, 5
 —
 БПН, 6
 —
 ПЭН, 7
 —
 ПВД, --- трубопроводы очистки, ---- штатные трубопроводы

Рисунок 1. Принципиальная схема очистки пароводяного тракта до ВЗ с использованием БПН



1

котел, 2 - встроенные сепараторы, 3 - расширитель 20 кгс/см², 4

деаэрактор, 5

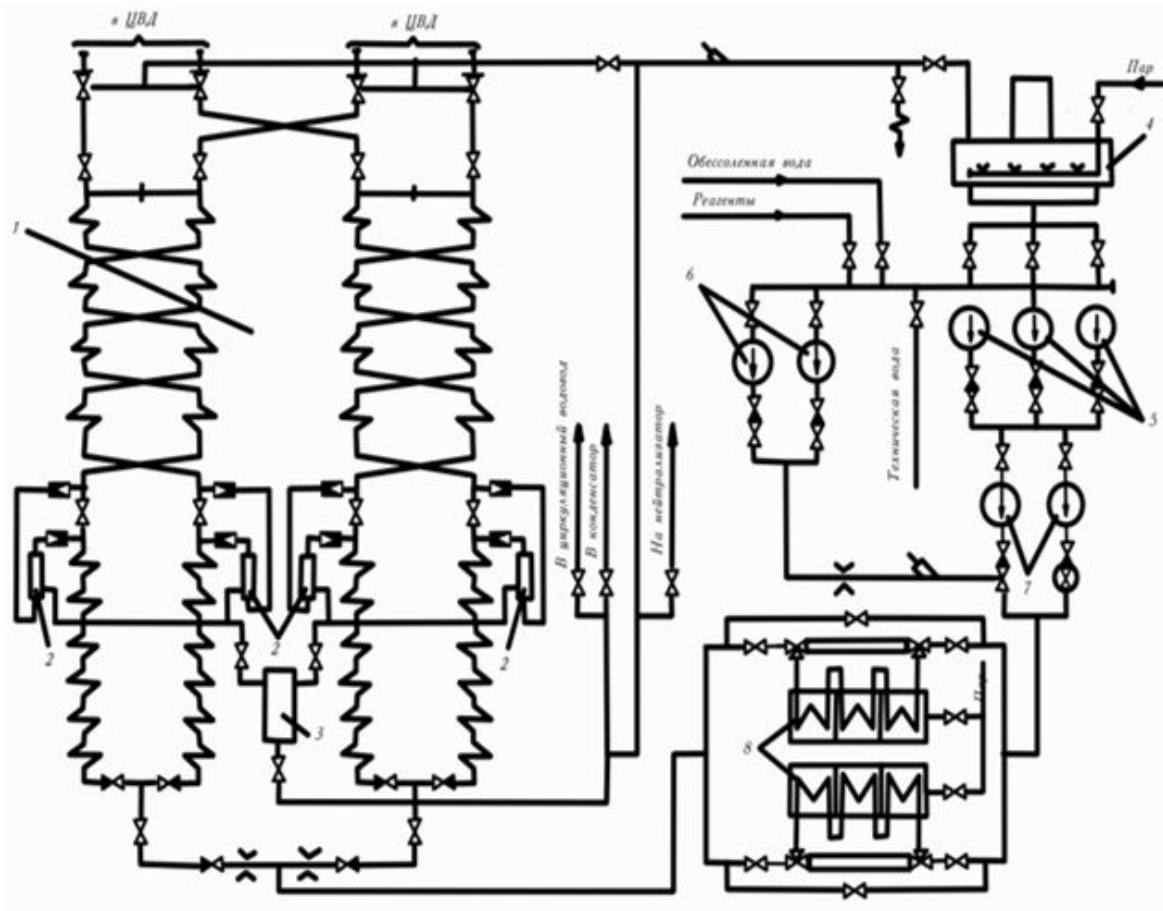
БПН, 6

ПЭН, 7

НХО, 8

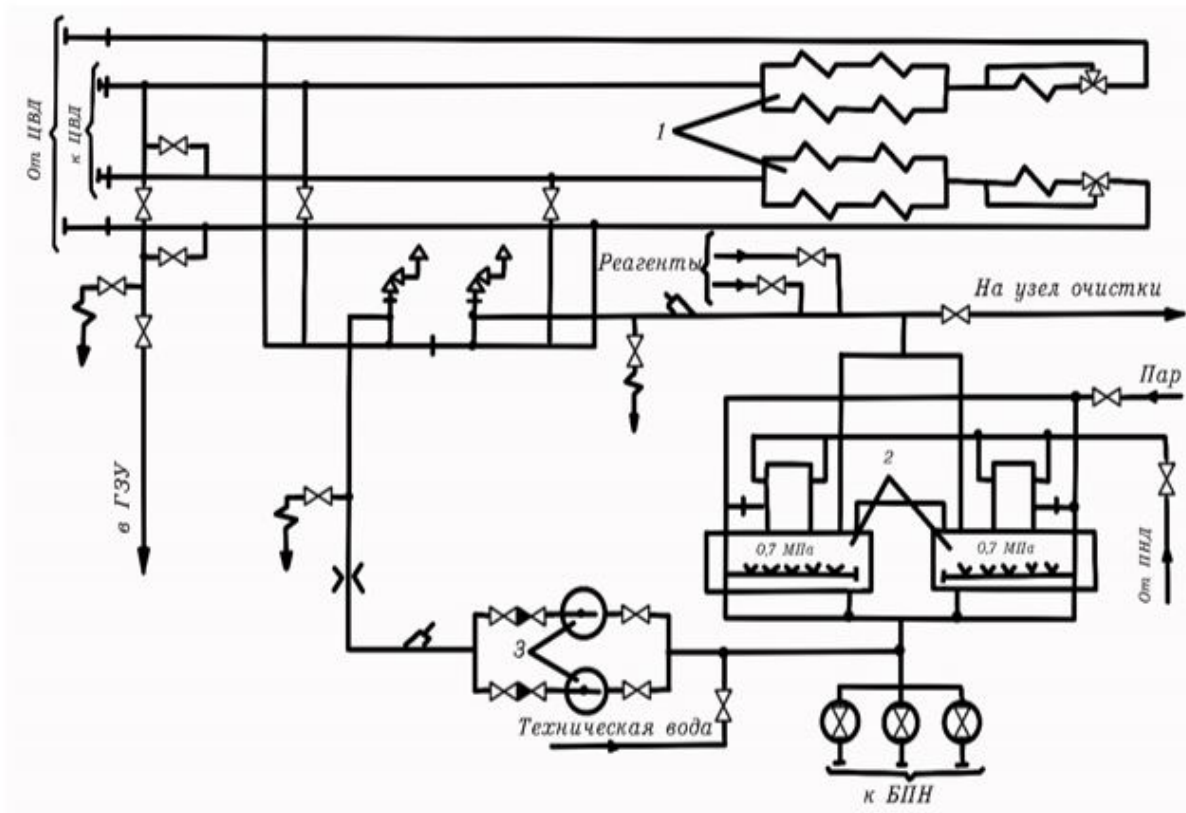
ПВД, - трубопроводы очистки; - штатные трубопроводы

Рисунок 2. Принципиальная схема очистки пароводяного тракта до ВЗ с использованием НХО



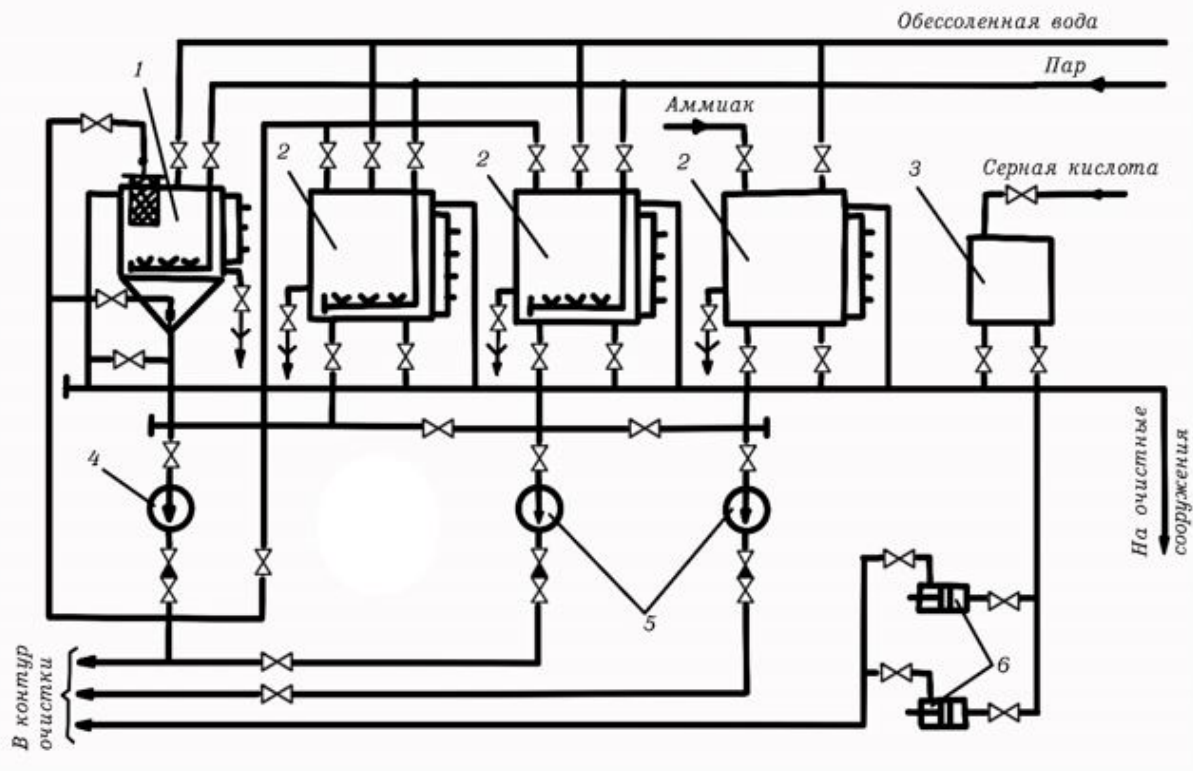
- 1
-
- котел, 2 - встроенные сепараторы, 3 - расширитель 20 кгс/см², 4
-
- деаэратор, 5
-
- БПН, 6
-
- НХО, 7
-
- ПЭН, 8
-
- ПВД, - трубопроводы очистки, - штатные трубопроводы

Рисунок 3. Принципиальная схема очистки пароводяного тракта до ГПЗ с использованием НХО



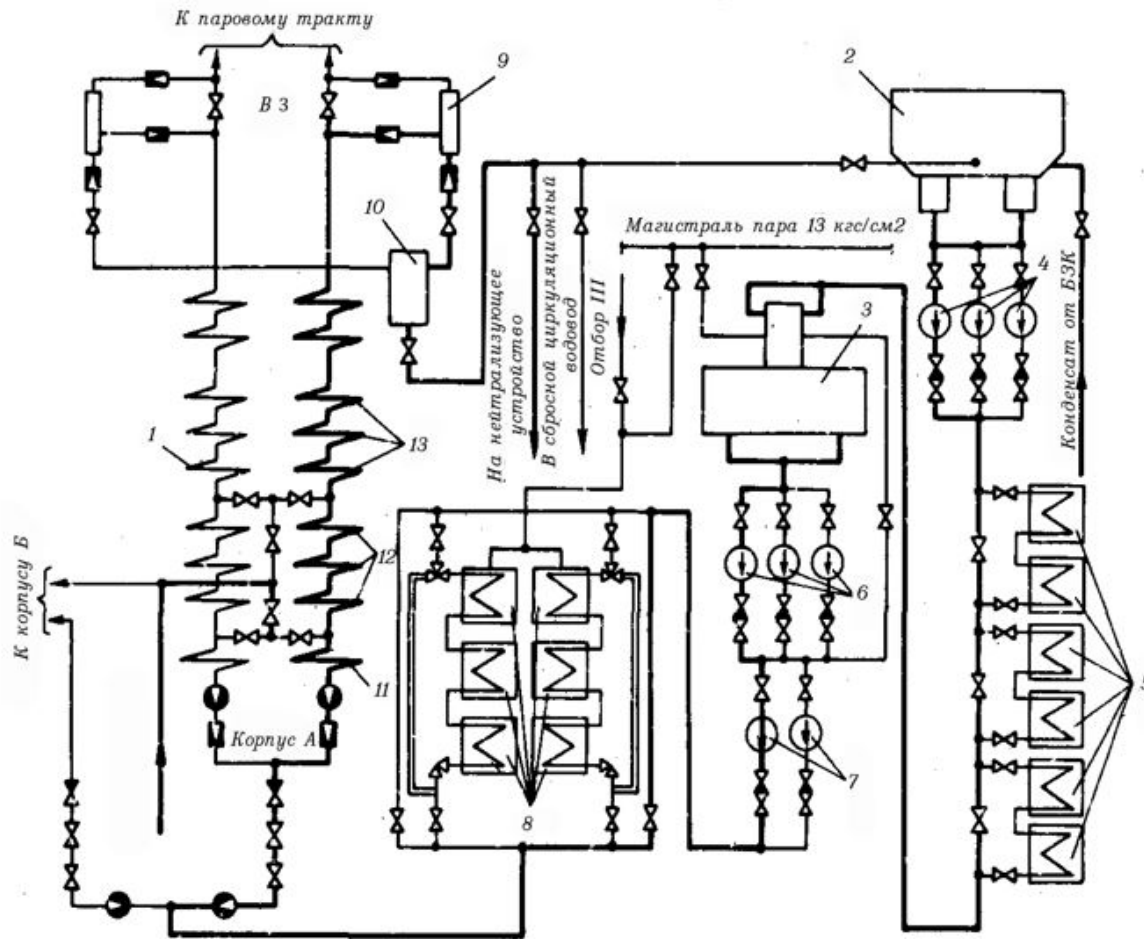
1 - промежуточный пароперегреватель, 2
 деаэраторы, 3
 НХО

Рисунок 4. Принципиальная схема очистки промежуточного пароперегревателя энергоблока СКД



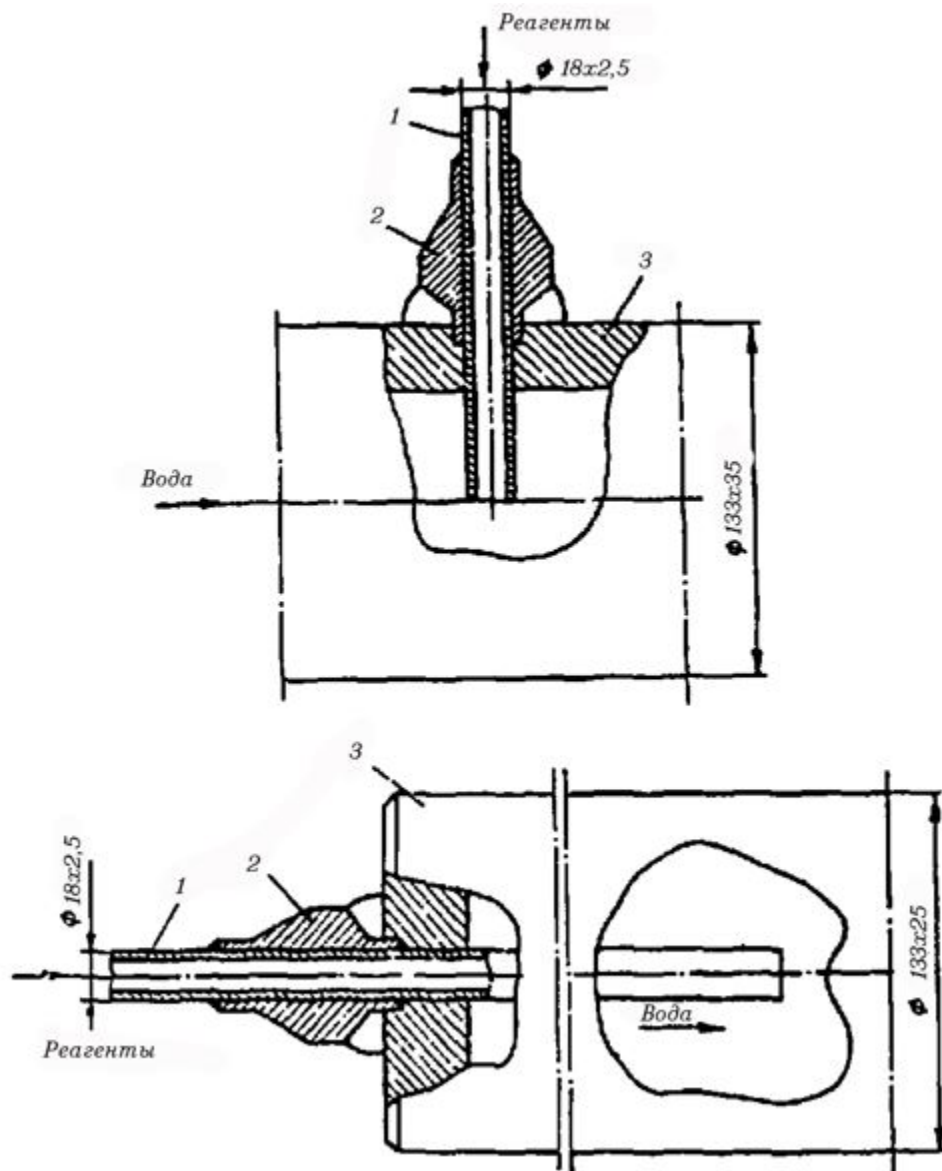
1 - бак-мешалка для растворения сыпучих реагентов, 2 - бак приготовления реагентов, 3 - бак серной кислоты, 4 - насос бака-мешалки, 5 - насосы подачи растворов, 6 - насосы-дозаторы серной кислоты

Рисунок 5. Принципиальная схема реагентного узла для циркуляционных очисток энергоблоков СКД



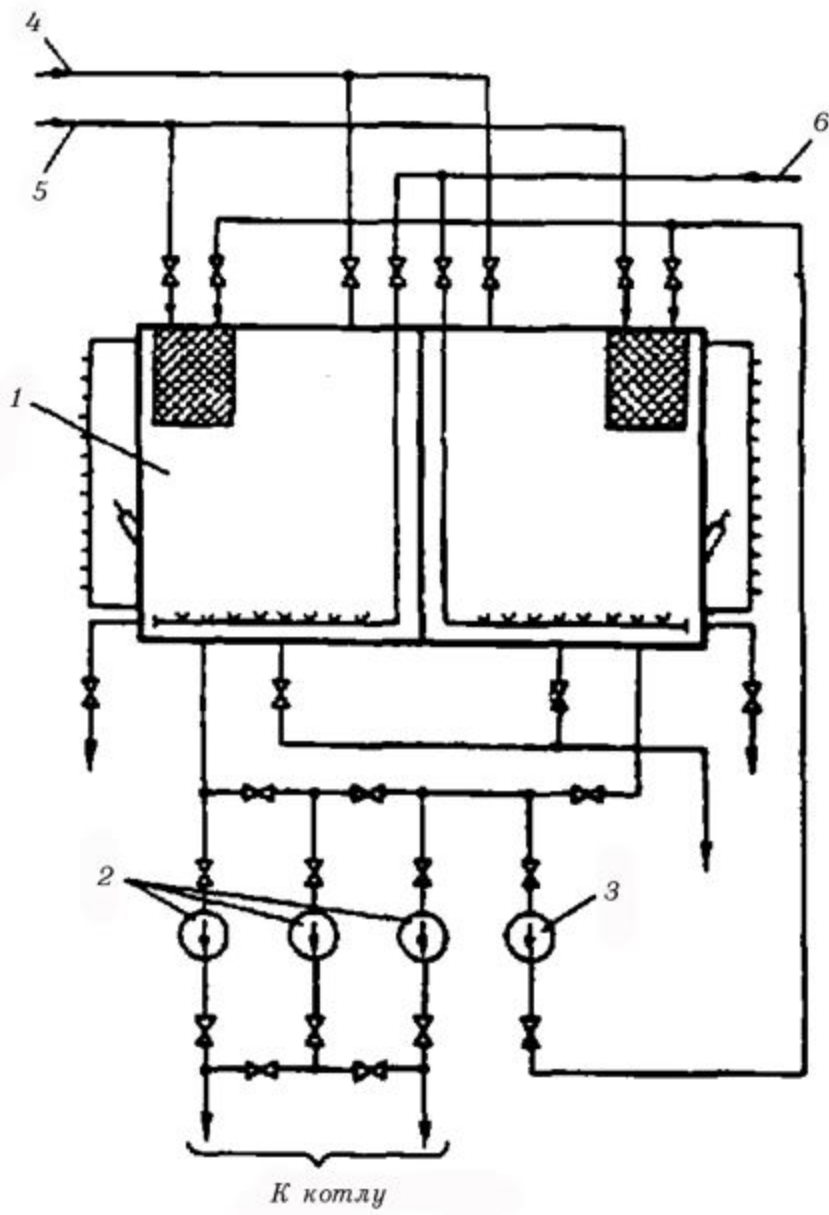
- 1
-
- котел, 2
-
- конденсатор, 3
-
- деаэратор, 4 - конденсатные насосы, 5
-
- ПНД, 6 - бустерные насосы, 7 - питательные насосы, 8
-
- ПНД, 9
-
- сепаратор, 10 - расширитель 20 кгс/см², 11
-
- экономайзер, 12
-
- НРЧ, 13
-
- СРЧ, - контур очистки

Рисунок 6. Схема микроочистки



- 1
-
- трубопровод, 2
-
- штуцер, 3
-
- коллектор

Рисунок 7. Узел ввода реагентов



1 - реакгентный бак (2 секции по 3 м³ каждая), 2 - дозирочные насосы РПНК-2-30 (Q = 2000 л/ч, Н = 300 м вод. ст.), 3 - насос рециркуляции 2Х-9Л (Q = 20 м³/ч, Н = 16 м вод. ст.), 4, 5, 6 - трубопроводы подачи соответственно аммиака, конденсата, греющего пара

Рисунок 8. Схема реакгентного узла

Приложение 4
к Методическим указаниям по
эксплуатационной химической
очистке котлов энергоблоков
сверхкритического давления

Пример расчета скоростей потока при очистке котлов блоков СКД

поверхности	й метр (далее - м ²)	200	400	600	800	1000	1200	1500
Экономайзер	0,254	0,219	0,438	0,657	0,876	1,195	1,314	1,642
Подвесные трубы	0,157	0,354	0,708	1,062	1,420	1,770	2,124	2,655
Панели НРЧ, I ход	0,095	0,585	1,169	1,754	2,330	2,920	3,510	4,380
Панели НРЧ, II ход	0,111	0,500	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000	3,750
Панели НРЧ, III ход	0,132	0,421	0,842	1,263	1,684	2,105	2,526	3,158
Панели СРЧ, I ход	0,169	0,329	0,657	0,986	1,315	1,644	1,974	2,468
Панели СРЧ, II ход	0,169	0,329	0,657	0,986	1,315	1,644	1,974	2,468
Панели ВРЧ, I ход	0,169	0,329	0,657	0,986	1,315	1,644	1,974	2,468
Панели ВРЧ, II ход	0,169	0,329	0,657	0,986	1,315	1,644	1,974	2,468
Экраны конвективной шахты	0,309	0,179	0,358	0,538	0,717	0,846	1,074	1,342
Ширмы I ступени	0,163	0,341	0,682	1,020	1,363	1,704	2,046	2,558
Ширмы II ступени	0,139	0,399	0,799	1,199	1,597	1,996	2,394	2,992
КПП, I ступень	0,214	0,259	0,519	0,778	1,038	1,297	1,554	1,942
КПП, II ступень	0,214	0,259	0,519	0,778	1,038	1,297	1,554	1,942
К П П низкого давления, I ступень и отводящие трубы	0,977	0,057	0,114	0,171	0,227	0,284	0,341	0,427
К П П низкого давления, II ступень	0,684	0,081	0,162	0,243	0,325	0,408	0,487	0,608

Таблица 3

Скорости потока при очистке котла ТПП-210

Поверхность нагрева	Диаметр труб, мм	Количество труб, шт.	Суммарное сечение, м ²	1 корпус, 1 поток, 1 нитка			1 корпус, 2 нитки			2 корпуса, 4 нитки		
				Скорость (м/с) при расходах, м ³ /ч								
				300	600	900	300	600	900	300	600	900
Экономайзер (один пакет)	25x3,5 Вн. 18	200	0,0510	1,635	3,28	4,9000	0,817	1,6400	0,450	0,409	0,820	1,230
НРЧ (среда поступает в 2 крайние в 1 среднюю панель заднего экрана и 1 крайнюю панель бокового экрана)		41	0,0328	2,540	5,10	7,6100	1,270	2,5500	3,805	0,635	1,270	1,903
ВРЧ - фронтальной и боковой экраны (каждая панель)	42x5,0	8	0,0064	26,0			13,0			6,50		
Экраны поворотной камеры (2 панели)	42x5,0	66	0,0528	1,580	3,16	4,7400	0,798	1,5800	2,370	0,996	0,790	1,180
Потолочный П/П	42x5,0	152	0,6900	1,212	2,42	3,6300	0,606	1,2120	1,818	0,303	0,606	0,909

Ширмовый П/П												
Ширмы I ступени	32x6,0	168	0,0528	1,580	3,16	4,7400	0,790	1,5800	2,370	0,395	0,790	1,180
Ширмы II ступени	32x6,0	180	0,0576	1,440	2,90	4,3400	0,720	1,4500	2,170	0,360	0,720	1,080
КПП	32x6,0	129	0,0405	2,060	4,13	6,1700	1,030	2,065	3,080	0,510	1,032	1,540
Пароперегреватель НД												
Выходные блока	42x3,5	108	0,1080	0,770	1,55	2,332	0,385	0,775	1,166	0,192	0,387	0,583
ПГП	42x3,5	108	0,1080	0,770	1,55	2,332	0,385	0,775	1,166	0,192	0,387	0,583
Паропаровой теплообменник	60x3,5	200	0,2802	0,300	0,60	0,900	0,150	0,300	0,450	0,075	0,150	0,225

Приложение 10
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по проведению эксплуатационных очисток маслосистем турбоагрегатов с применением водных растворов биологически разлагаемых моющих средств

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проведению эксплуатационных очисток маслосистем турбоагрегатов с применением водных растворов биологически разлагаемых моющих средств, (далее – Методические указания) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для определения порядка применения биологически разлагаемых моющих средств, при проведении эксплуатационных очисток от загрязнений трубопроводов и элементов маслосистем турбо-, гидроагрегатов, маслохозяйств, маслосистем другого энергетического оборудования, в которых используются нефтяные смазочные масла.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

- 1) концентрация - величина, характеризующая количественный состав раствора;
- 2) шлам - это сложные физико-химические смеси, которые состоят из нефтепродуктов, механических примесей (глины, окислов металлов, песка) и воды.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. В настоящих Методических указаниях приведены основные рекомендации по применению водных растворов биологически разлагаемых моющих средств серии ТМС Л (далее - ТМС Л) при проведении эксплуатационных очисток (промывок) от загрязнений, осажденных в процессе эксплуатации энергетического оборудования на внутренних поверхностях трубопроводов и маслоохладителей (без их разборки), согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

4. Концентрация ТМС Л в водном растворе составляет от 8 до 15 %. Для приготовления раствора необходимо применять обессоленную воду или конденсат.

Глава 2. Назначения и краткие сведения о ТМС Л

5. Биологически разлагаемые моющие средства ТМС Л (ТМС ЛН и ТМС ЛК) изготавливаются на основе смеси щелочных компонентов, поверхностно-активных веществ (далее - ПАВ) и ингибиторов коррозии и предназначены для удаления масляного шлама и остатков нефтепродуктов из трубопроводов, резервуаров, теплообменных аппаратов и других элементов маслосистем промышленного оборудования.

6. Для проведения эксплуатационных очисток маслосистем энергетического оборудования используются следующие ТМС Л:

- 1) ТМС ЛН для очисток маслосистем (без их разборки) и резервуаров хранения нефтепродуктов;

- 2) ТМС ЛК для очисток только маслоохладителей и отдельных элементов маслосистем.

7. Так как ТМС ЛН и ТМС ЛК являются щелочными средствами, не рекомендуется их использовать для очистки резервуаров и трубопроводов из алюминиевых сплавов.

8. Раствор ТМС ЛН не содержит компонентов, принципиально не совместимых с турбинными маслами. Воздействие раствора ТМС ЛН после последней водной промывки на турбинное масло практически не отличается от воздействия дистиллированной воды.

9. Оптимальная температура водного раствора в процессе промывки составляет от 40 до 55

о

С, на турбоагрегатах оптимальный температурный режим обеспечивается с помощью подачи в маслоохладители горячей воды.

10. При промывке трубопроводов маслохозяйств температурный режим обеспечивается с помощью электронагревательных кабелей или паровых спутников.

11. Отработанные промывочные растворы ТМС Л утилизируются на очистных сооружениях электростанций, так как входящие в их состав ПАВ обладают свойствами биологической деградации. Отработанные промывочные растворы способны разлагаться в течение 18-20 суток, что особенно важно для объектов, не имеющих специальных систем нейтрализации.

12. Перед началом промывки и проведения подготовительных работ по монтажу схемы промывки из маслосистемы отбираются образцы масляного шлама. Образцы шлама используются для определения в лабораторных условиях оптимальной концентрации ТМС Л в промывочном растворе. Критерием выбора оптимальной концентрации промывочного раствора является полное удаление масляного шлама со стальных пластин из стали типа Ст. 3, которые используются для нанесения образцов масляного шлама, при минимизации времени промывки. Полнота удаления масляного шлама определяется методом оптической микроскопии (кратность увеличения не менее 40).

Диапазон рабочих концентраций составляет от 8 до 15 %.

13. Водными растворами ТМС Л удаляется масляный шлам и нефтепродукты с очищаемых металлических поверхностей. Это обеспечивает безопасное выполнение огневых работ при ремонте или модернизации масляных систем и баков. Эксплуатационные очистки выполняются в период проведения капитальных ремонтов оборудования.

14. Информация о необходимости очистки масляных систем и баков энергетического оборудования получается, при выполнении анализа изменения показателей качества турбинного масла, эксплуатируемого в оборудовании. Основными критериями необходимости очистки являются следующие факторы:

1) наличие в масле растворенного масляного шлама;

2) длительная эксплуатация (более 6 месяцев) турбинного масла типа Тп-22С или Тп-22Б с кислотным числом 0,1 миллиграмм гидроокиси калия (КОН) на грамм масла (далее - мг КОН/г) и более (для турбинного масла типа Тп-30 снижение значения

кислотного числа до 0,15 мг КОН/г и менее с последующим его ростом до значения 0,15 мг КОН/г и более);

3) ухудшение класса промышленной чистоты масла, согласно ГОСТ 17216-2001 "Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей", до значения 12 и более.

Чем выше значение класса промышленной чистоты, тем больше необходимость в проведении очистки;

4) периодическое обводнение масла;

5) одновременное наличие нескольких из вышеперечисленных факторов повышает необходимость проведения очистки.

15. Штатные масляные насосы применяются для промывки, если их конструкция обеспечивает надежную работу насоса на воде (центробежные насосы с сальниковыми уплотнениями). Если штатные масляные насосы не перекачивают воду из-за особенностей их системы смазки и конструкции, то используются специальные промывочные насосы, которые устанавливаются дополнительно в маслосистему, на период проведения промывки.

16. Эффективность промывки определяется методом оптической микроскопии после проведения мембранной фильтрации проб промывочного раствора.

17. Промывка маслоохладителей и других элементов энергетического оборудования осуществляется на специальных стендах методом циркуляции раствора ТМС Л или с помощью струйных технологий.

Глава 3. Порядок проведения эксплуатационных очисток с применением ТМС Л

Параграф 1. Подготовительные работы

18. Выполняется визуальный осмотр маслосистемы или резервуара (бака) после слива масла, определяется наличие загрязнений и необходимость проведения очистки. Критерием необходимости очистки является наличие масляного шлама на дне маслобака (резервуара) и (или) в трубопроводах. При отсутствии возможности корректного определения количества шлама в системе из-за его неравномерного распределения, очистку считают необходимой, если после протирки открытых участков сливных трубопроводов на фильтровальной бумаге или салфетке остаются хорошо видимые следы шлама и (или) шлам образует слой (5 миллиметра (далее — мм) и более) на дне маслобака.

19. Отбирается проба масляного шлама из маслобака и (или) сливных маслопроводов турбогенератора, гидроагрегата, другого энергетического оборудования, резервуара маслохозяйства, которые очищаются.

20. Определяется в лабораторных условиях характер масляного шлама (содержание в нем твердых частиц и нефтепродуктов). Определяется эффективность очистки

металлических поверхностей от шлама водными растворами ТМС Л различной концентрации, согласно пункту 12 настоящих Методических указаний. Определяется оптимальная концентрация ТМС Л для приготовления промывочного раствора.

21. Подготавливается необходимое количество препарата ТМС ЛН или ТМС ЛК. Предварительно определяется количество ТМС Л, необходимое для заказа, исходя из расчета 12 %-ной концентрации ТМС Л в промывочном растворе и фактического объема маслосистемы энергетического оборудования. Не использованный для промывки ТМС Л отправляется на склад и сохраняется до следующей промывки.

22. Необходимое количество ТМС Л, килограмм (далее – кг), определяется по формуле:

$$M_{\text{ТМС}} = \frac{C_{\text{ТМС}} \cdot V_{\text{ТМС}}}{100\%}$$

где $M_{\text{ТМС}}$ - необходимое количество ТМС Л, кг;

$C_{\text{ТМС}}$ - концентрация ТМС Л в промывочном растворе, %;

$V_{\text{МС}}$ - вместимость маслосистемы, кг.

23. Разрабатывается рабочая программа проведения промывки и согласовывается в химической службе энергетического предприятия. При разработке программы используются схемы и опыт гидродинамических промывок маслосистем с учетом требований настоящих Методических указаний.

24. Рабочие программы проведения промывки согласовываются заводом-изготовителем препаратов ТМС Л.

25. Исключаются из схемы промывки подшипники турбоагрегата или другого энергетического оборудования. Это необходимо для обеспечения оптимального гидродинамического режима промывки сливных трубопроводов. Сливные и напорные трубопроводы соединяются специальными технологическими перемычками. На трубопроводы, не участвующие в схеме промывки, устанавливаются заглушки. Выбор насосов, которыми выполняется промывка, производится на стадии разработки рабочей программы в зависимости от конструктивных особенностей энергетического оборудования с учетом положений пункта 15 настоящих Методических указаний.

26. Монтируется и (или) проверяется работоспособность линий подачи конденсата или обессоленной воды в маслобак турбоагрегата или другого энергетического оборудования, слива отработанного промывочного раствора в очистные сооружения или специальный приемный резервуар и подачи горячей воды в маслоохладители или другой схемы нагрева раствора.

27. Удаляется шлам со дна маслобака (резервуара).

28. Устанавливаются на штатных сетках маслобака турбоагрегата или другого энергетического оборудования дополнительный фильтровальный материал (2 слоя марли, синтетическую сетку). Устанавливаются по одному ряду сеток в отсеках чистого и грязного масла маслобака. При наличии на энергопредприятии оборудования для очистки промывочного раствора (различные фильтровальные или мембранные установки, какое-либо другое оборудование, предназначенное для очистки воды от взвешенных частиц) подготавливают его для очистки раствора в маслобаке.

29. Проверяется работоспособность штатных средств контроля параметров масла (температура, давление) в маслосистеме. При отсутствии возможности определения температуры во время очистки штатными средствами контроля используются переносные электронные термометры или применяются стеклянные термометры, позволяющие контролировать температуру раствора по месту (в трубопроводе или маслобаке).

30. Подготавливается лабораторное оборудование для контроля эффективности промывки. Для этих целей используются экспресс-лаборатории мембранной фильтрации и оптической микроскопии.

31. Заполняется маслобак и маслосистема обессоленной водой или конденсатом, проводится пробный пуск насосов и гидравлические испытания схемы промывки. Проверяется эффективность нагрева воды до рабочей температуры и заполнение водой маслопроводов схемы промывки (контроль ведется по изменению температуры маслопроводов). При необходимости устраняются протечки и (или) вносятся изменения в схему промывки.

Параграф 2. Порядок приготовления раствора ТМС Л и проведение очистки

32. Водный промывочный раствор ТМС Л готовится непосредственно в маслобаке турбоагрегата или другого энергетического оборудования.

33. В воду, циркулирующую в системе по промывочным контурам, добавляют расчетное количество ТМС Л, согласно пункту 22 настоящих Методических указаний.

34. Уровень воды в маслобаке обеспечивается для устойчивой работы промывочного насоса с учетом вероятного перепада высоты раствора на сетках маслобака. Обеспечивается заполнение маслобака водой не менее чем на 2/3 его вместимости.

35. ТМС Л из транспортной тары (бочки или канистры) заливается через люк маслобака в циркулирующую воду вручную или с помощью специальных насосов. При заливе ТМС Л из 200-литровых бочек вручную применяются средства механизации погрузочно-разгрузочных работ (мостовой кран, кран-балка и др.).

36. Циркулирующая по системе вода, в которую вводится ТМС Л, имеет рабочую температуру 40 - 55

С, перегрев выше 55

°

С не допускается.

37. Включается в схему очистки только один из промывочных контуров. Рекомендуется следующий порядок подключения контуров при проведении промывки маслосистемы турбоагрегата:

- 1) система регулирования;
- 2) система уплотнения вала генератора;
- 3) система смазки;
- 4) другие системы (система гидростатического подъема роторов, система смазки питательного электронасоса и питательного турбонасоса).

38. Целесообразность промывки системы регулирования водным раствором ТМС Л предварительно согласовывается с заводом-изготовителем энергетического оборудования. Решение о целесообразности ее очистки принимается после вскрытия системы и визуального осмотра для определения степени ее загрязнения. Если необходимо, система регулирования промывается горячим чистым маслом гидродинамическим методом после завершения промывки с помощью водного раствора ТМС Л других систем.

39. Отбирается проба промывочного раствора, определяется в лабораторных условиях гранулометрический состав загрязнений (отбор проб производится не реже 1 раза в 2 часа).

40. Выполняется индивидуальное поочередное подключение маслоохладителей в схему промывки для повышения эффективности удаления масляного шлама. Продолжительность промывки каждого маслоохладителя составляет не менее 2 часов. Включаются в схему промывки все маслоохладители.

41. Давление в системе регулируется напорной задвижкой промывочного насоса.

42. Контролируется перепад высоты раствора на сетках маслобака. По достижении предельного перепада высоты заменяются сетки, не останавливая циркуляции раствора. Для этого устанавливаются сетки с новым фильтровальным материалом или сетки, предварительно продутые сжатым воздухом, а затем демонтируются загрязненные сетки.

43. Интенсивность пенообразования раствора в маслобаке регулируется изменением производительности промывочного насоса с помощью напорной задвижки. Для регулирования интенсивности пенообразования раствора используются специальные присадки (пеногасители). При необходимости пеногасители поставляются в дополнение ТМС ЛН.

44. При стабилизации содержания твердых частиц в промывочном растворе прекращается промывка и отключаются насосы. Ориентировочное время промывки

маслосистемы составляет 24 часа и корректируется по результатам анализа, согласно пункту 16 настоящих Методических указаний.

45. Опорожняется маслобак и маслосистема турбоагрегата или другого энергетического оборудования, промывочный раствор откачивается на очистные сооружения или в специальный резервуар для хранения, а осадок со дна маслобака собирается и отправляется на утилизацию.

46. Для снижения нагрузки на очистные сооружения отстаивают промывочный раствор в маслобаке в течение 16 - 24 часов, затем откачивается верхний слой смытых нефтепродуктов в специальную емкость передвижным насосом. Нефтепродукты направляются на утилизацию или переработку. Промывочный раствор откачивается на очистные сооружения.

47. Очищается маслобак. На сетках заменяется дополнительный фильтровальный материал или продуваются сетки и устанавливаются их в маслобак.

48. Заливается обессоленная вода или конденсат в маслосистему, добавляется ТМС Л по пункту 34 настоящих Методических указаний, для приготовления 1 %-ного раствора и промывается система по всем контурам циркуляции от остатков загрязнений. Затем выполняются действия по пункту 45 настоящих Методических указаний. Продолжительность промывки 8 - 10 часов.

49. Выполняется отбор пробы по пункту 39 настоящих Методических указаний. Если в пробе раствора присутствует значительное количество загрязнений, особенно нефтепродуктов, повторяется пункт 49 настоящих Методических указаний.

50. Выполняется дренаж остатков воды из всех тупиковых и застойных зон, маслоохладителей, гидрозатворов. Очищается маслобак (при необходимости демпферный бак системы уплотнения вала генератора, гидрозатворы, сбросные клапаны и другие застойные участки маслосистемы) от остатков загрязнений. Проводится ревизия маслосистемы. Вынимаются сетки из маслобака, снимается дополнительный фильтровальный материал, при необходимости продуваются и устанавливаются сетки в маслобак.

51. Вскрывается один из фланцев на сливных трубопроводах, проводится визуальный осмотр, убедившись в отсутствии масляного шлама. Сдается маслосистема на чистоту с оформлением акта проведения промывки.

Параграф 3. Консервация маслосистемы после очистки

52. Консервация перед пуском:

1) подается в маслопроводы минимально необходимое для прокачки системы количество турбинного масла (не менее 2/3 вместимости маслосистемы) с целью ее временной консервации (до момента полного заполнения маслом перед пуском);

2) выполняется прокачка масла по промывочным контурам маслосистемы. После прокачки очищается масло от воды и механических примесей с помощью штатного средства очистки масла или откачивается на маслохозяйство для очистки;

3) демонтируются временные технологические перемычки и заглушки, восстанавливается исходная схема маслосистемы.

53. Консервация перед ремонтом:

1) при необходимости последующего выполнения огневых работ на маслопроводах после эксплуатационной очистки с помощью водных растворов ТМС Л консервацию системы провести одним из следующих способов, не демонтируя схему промывки.

2) продувается маслосистема горячим воздухом (температура не менее 70

С).

3) при выполнении последней промывки маслосистемы водой от остатков загрязнения по пункту 48 настоящих Методических указаний, добавляется в циркулирующую воду ТМС ЛН для приготовления 2 %-ного раствора в соответствии с пунктом 33 настоящих Методических указаний, далее выполняются операции по пунктам 45 и 50 настоящих Методических указаний.

54. По завершении всех огневых и ремонтных работ повторно выполняются операции по пунктам 48 и 50 настоящих Методических указаний, а затем по пункту 52 настоящих Методических указаний.

Глава 4. Порядок контроля при проведении очистки

56. Оперативный контроль эффективности очистки выполняется в лабораторных условиях. При контроле эффективности очистки выполняется анализ гранулометрического состава твердых частиц, присутствующих в промывочном растворе класс промышленной чистоты, согласно ГОСТ 17216-2001 "Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей".

57. Критерием окончания отдельных этапов промывки и всей промывки в целом является стабилизация или уменьшение количества твердых частиц в промывочном растворе.

58. Контроль рабочих параметров раствора при промывке (температура, давление) выполняется приборами щита управления или временно установленными для этих целей по месту приборами в соответствии с рабочей программой эксплуатационной очистки.

59. Полнота удаления масляного шлама из системы определяется при вскрытии какого-либо фланца сливного трубопровода и визуальном осмотре внутренней поверхности трубопровода. Масляный шлам после промывки отсутствует. В случаях возникновения разногласий выполняется анализ на наличие масляного шлама.

60. Необходимость замены или продувки фильтровального материала на сетках маслобака определяется визуально по увеличению перепада высоты промывочной жидкости. Замена или продувка выполняется при перепаде высоты, превышающем 300 мм.

61. В случаях повреждения транспортной тары или поставки ТМС Л со вскрытыми пломбировочными крышками или отсутствия маркировки отбирается из транспортной емкости проба ТМС Л (проба не менее 1,5 кубический дециметр (далее - дм³)). Проба ТМС Л подвергается лабораторным испытаниям для подтверждения соответствия качества ТМС Л, согласно Технического регламента "Требования к безопасности синтетических моющих средств и товаров бытовой химии", утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 4 марта 2008 года № 217 (далее

—
Технического регламента).

При минимальном объеме контроля определяются:

1) плотность, согласно ГОСТ 22567.5-93 "Средства моющие синтетические и вещества поверхностно-активные. Методы определения концентрации водородных ионов" (далее

—
ГОСТ 22567.5-93);

2) кислотность (далее

—
рН), согласно Технического регламента;

3) массовая доля ПАВ, согласно ГОСТ 22567.5-93.

Глава 5. Меры безопасности

62. Универсальные биологически разлагаемые моющие средства ТМС ЛН и ТМС ЛК не имеют класса опасности, пожаро- и взрывобезопасны, водоосновны.

63. При применении ТМС Л соблюдают технику безопасности при работе с растворами щелочей, согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859).

64. При работе с ТМС Л и промывочным раствором принятие дополнительных мер по технике безопасности не требуется. При попадании препарата на кожу или слизистые оболочки глаз обслуживающему персоналу промывают кожу или слизистые оболочки глаз большим количеством водопроводной воды.

65. Сброс отработанных растворов и сбор протечек ТМС Л осуществляется на очистные сооружения или в специально подготовленные емкости. Сброс ТМС Л и их растворов непосредственно в водоисточники или промливневую канализацию не допускается.

Приложение 11
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по проверке гибких проводников линий электропередачи и распределительных устройств

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проверке гибких проводников линий электропередачи и распределительных устройств (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и применяются для использования при выполнении расчетов по определению опасного сближения или схлестывания гибких проводников линий электропередачи и распределительных устройств при коротком замыкании.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методические указания распространяются на расчеты колебаний при коротких замыканиях (далее

—
КЗ) гибких проводников воздушных линий (далее

—
ВЛ) и распределительные устройств (далее

—
РУ) всех классов напряжений.

3. При проверке гибких проводников ВЛ и РУ на возможность их опасного сближения или схлестывания при КЗ необходимо правильно выбрать расчетные условия, то есть наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия, при которых возможно опасное сближение или схлестывание проводников. К расчетным условиям относятся:

- 1) расчетный вид КЗ;
- 2) расчетная продолжительность КЗ.

4. Расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ согласно Правилам устройства электроустановок, утвержденным приказом Министра энергетики Республики

Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851) (далее

—
Правила). В качестве расчетной продолжительности КЗ является суммарное время действия основной защиты электроустановки с гибкими проводниками и полное время отключения выключателя и суммарное время действия резервной защиты и полное время отключения выключателя.

5. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) линия электропередач

—
один из компонентов электрической сети, система энергетического оборудования, предназначенная для передачи электроэнергии посредством электрического тока;

2) короткое замыкание

—
электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу;

3) воздушная линия электропередачи

—
устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и прочих).

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Методика расчета по проверке гибких проводников линий электропередачи и распределительных устройств

6. Перед расчетом смещений гибких проводников при КЗ, вычисляется значение критерия, характеризующего степень опасности сближения проводников при КЗ. При значении этого критерия больше предельного, проводят расчет.

7. Расчет выполняется в два этапа. На первом этапе вычисляется энергия, которую накапливают проводники пролета за время КЗ. Эта энергия равна работе электродинамических сил. На втором этапе по найденной энергии вычисляются горизонтальные смещения проводников в середине пролета.

8. Если продолжительность КЗ меньше 0,6 периода малых собственных колебаний расчетного маятника, то работа электродинамических сил за время КЗ вычисляется с помощью кривых, полученных путем решения уравнения вынужденных нелинейных колебаний расчетного маятника. Если же продолжительность КЗ больше 0,6 периода

малых собственных колебаний расчетного маятника, то работа электродинамических сил за время КЗ вычисляется с помощью других кривых, построенных путем использования закона постоянства полной энергии потенциальной системы.

9. При кратковременных КЗ, когда их расчетная продолжительность не превышает так называемую предельную, смещение проводников вычисляют, не определяя работу электродинамических сил.

10. Упомянутый выше критерий, характеризующий степень опасности сближения проводников при КЗ,

—
параметр p , кило Ампер в квадрате

·
секунда/Ньютон (далее - кА^2

·
с/Н), определяется по формуле:

$$p = \frac{\lambda (I_{\text{н0}}^{(2)})^2 t_{\text{откл}}}{aq},$$

(1)

где

$I_{\text{н0}}^{(2)}$

—
начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ, кило Ампер (далее

—
кА);

$t_{\text{откл}}$

—
расчетная продолжительность КЗ, секунда (далее

—
с);

$$q = m_{\text{пог}} g$$

—
погонная сила тяжести проводника, Ньютон на метр (далее

—
Н/м);

$m_{\text{пог}}$

—
погонная масса проводника, килограмм на метр (далее

кг/м);

g

ускорение силы тяжести, метр в секунду в квадрате (далее

м/с²);

a

расстояние между осями проводников смежных фаз до КЗ, метр (далее

м);

λ

безразмерный коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей электродинамической силы (график для его определения приведен на рисунке 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям, где T_a

постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с).

11. При p

\leq

0,4 кА²

с/Н расчет смещений гибких проводников не нужен, так как опасности их чрезмерных сближений нет.

12. На рисунке 2 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям приведен график, связывающий параметры формулы (1) при

λ

= 1. Кривые $t_{откл} = f(I_{п0}^{(2)})$

$I_{п0}^{(2)}$

) при $aq = \text{const}$ ограничивают области параметров $t_{откл}$ и

$I_{п0}^{(2)}$

, при которых расчет смещений проводников не нужен.

13. Если $p > 0,4 \text{ кА}^2$

с/Н, то сначала определяют предельную продолжительность КЗ

параметр $t_{пред}$, с:

$$t_{\text{пред}} = \sqrt{\frac{0,9}{\omega_0^2} \cdot \frac{Mg}{F_{\text{расч}}^{(2)}}}$$

(2)

где

$$\omega_0 = \sqrt{g/L}$$

— частота малых собственных колебаний расчетного маятника, 1/с, где $L = 2f/3$, м;

L

— расстояние от прямой, соединяющей точки крепления проводника одного пролета, до центра масс этого проводника (длина маятника), м;

f

— стрела провеса проводника в середине пролета, м;

$$M = m_{\text{пог}} l$$

— масса проводника пролета, килограмм (далее

кг);

l

— длина пролета, м;

$F_{\text{расч}}^{(2)}$

— расчетная электродинамическая сила при двухфазном КЗ, ньютон (далее

Н).

Последняя вычисляется по формуле:

$$F_{\text{расч}}^{(2)} = F_0^{(2)} \lambda = \frac{\mu_0 I^2 (\sqrt{2} I_{i0}^{(2)})^2 \cdot 10^6}{4\pi a} \lambda = k_1 \frac{l (\sqrt{2} I_{i0}^{(2)})^2}{a} \lambda,$$

(3)

где

$F_0^{(2)}$

— постоянная составляющая электродинамической нагрузки на проводник в пролете при двухфазном КЗ, Н;

μ

относительная магнитная проницаемость воздушной среды (для воздуха

μ

= 1), Генри /метр (далее

—

Гн/м);

$$\mu_1 = \frac{\mu\mu_0 \cdot 10^6}{4\pi} = \frac{1 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot 10^6}{4\pi} = 0,1 \frac{\text{Гн}}{\text{м}};$$

μ

0

магнитная проницаемость вакуума, Гн/м.

14. При $t_{\text{откл}}$

≤

$t_{\text{пред}}$ горизонтальное смещение проводника при КЗ

—

параметр s , м, вычисляется по формуле

$$s = 1,23 \frac{\mu\mu_0}{4\pi} \sqrt{gf} \frac{\lambda \left(\sqrt{2I_{\text{п0}}^{(2)}} \right)^2 \cdot 10^6 t_{\text{откл}}}{aq} = k_2 \sqrt{gf} \frac{\lambda \left(\sqrt{2I_{\text{п0}}^{(2)}} \right)^2 t_{\text{откл}}}{aq},$$

(4)

где

$$k_2 = 1,23 \frac{\mu\mu_0 \cdot 10^6}{4\pi} = 1,23 \frac{1 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot 10^6}{4\pi} = 0,123 \frac{\text{Гн}}{\text{м}}.$$

15. Если вычисленное по формуле (4) значение s оказывается больше стрелы провеса проводника в середине пролета, принимают $s = f$.

16. При $t_{\text{пред}} < t_{\text{откл}}$

≤

0,6 (2

π

/

⊗

0) горизонтальное смещение проводника при КЗ, м, вычисляется по одной из формул:

$$s = \begin{cases} f \sin \alpha_{\max} & \text{при } \frac{\Delta W_k}{MgL} \leq 1; \\ f & \text{при } \frac{\Delta W_k}{MgL} > 1, \end{cases} \quad (5)$$

где $t_{\text{пред}}$

— предельная продолжительность КЗ, с;

α

max

— угол максимального отклонения проводника от вертикали, радианы (далее

рад):

α

max = arccos (1 -

$\frac{\Delta W_k}{MgL}$);

$$\frac{\Delta W_k}{MgL}; \quad (6)$$

$$\Delta W_k = f \left[\left(\frac{F_{\text{расч}}^{(2)}}{Mg} \cdot \left(\frac{L}{\alpha} \right)^{\tau_{\text{откл}}} \right) \right]$$

— энергия, накопленная проводником пролета за время КЗ, Джоуль (далее

Дж), и определяемая с использованием характеристик

$\frac{\Delta W_k}{MgL}$ при двухфазном КЗ графиков согласно рисунку 3 приложения 2 к настоящим

Методическим указаниям,

τ

где $\tau_{\text{откл}}$

— относительная продолжительность КЗ в долях от периода собственных колебаний проводника в полете:

Т

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{откл}} / T_0 = t_{\text{откл}}$$

⊗

0/2

π

.

17. При $t_{\text{откл}} > 0,6$ (2

π

/

⊗

0) горизонтальное смещение проводника вычисляется по формулам (5), однако входящая в формулы (5) и (6) энергия

Δ

W_k , Дж, приближенно оценивается по одной из формул:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_k &= 0,5 F_{\text{расч}}^{(2)} a \ln \frac{a+2L}{a}, \text{ если } 0,5 F_{\text{расч}}^{(2)} a \ln \frac{a+2L}{a} > Mg L; \\ \Delta W_k &= Mgh, \text{ если } 0,5 F_{\text{расч}}^{(2)} a \ln \frac{a+2L}{a} \leq Mg L. \end{aligned} \right\}$$

(7)

где h

— высота подъема проводника над его положением до КЗ, м, которая определяется с использованием характеристики h/a при двухфазном КЗ согласно рисунку 4 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

18. Максимальное сближение проводников (минимальное расстояние между проводниками) вычисляется по формуле

$$a_{\text{min}} = a - 2(s + r_p), \quad (8)$$

где s

— найденное максимальное горизонтальное смещение проводника в середине пролета от равновесного положения, а для расщепленных фаз

—

это горизонтальное смещение оси расчетного одиночного проводника с поперечным сечением, равным сумме сечений всех проводников фазы в середине пролета;

$$r_p$$

радиус расщепления фазы, м.

19. Влияние гирлянд изоляторов учитывается увеличением погонного веса и стрелы провеса проводников путем замены в приведенных выше формулах массы проводника M "приведенной" массой $M_{пр}$

$$M_{пр} = M$$

γ

,

и стрелы провеса f "приведенной" стрелой провеса $f_{пр}$

$$f_{пр} = f + l_{г} \cos$$

β

,

где

γ

—

коэффициент приведения массы (таблица 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям);

$$l_{г}$$

длина гирлянды изоляторов, м;

β

—

угол отклонения натяжных гирлянд от вертикали до КЗ, рад.

20. Наличие отводов приближенно учитывается увеличением массы проводников.

При этом приведенную массу проводника оценивается по формуле:

$$M_{пр} = M$$

γ

$$+ M_{отв}$$

$$\text{где } M_{отв}$$

—

масса отводов в пролете, кг.

Глава 3. Определение максимального смещения и максимального сближения проводников при КЗ

21. Максимальное смещение гибких проводников при их раскачивании в условиях двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$y_{\max} = s.$$

Методика определения s дана выше.

22. Минимальное расстояние между гибкими проводниками при их сближении в условиях КЗ определяется по формуле:

$$a_{\min} = a - 2 y_{\max}.$$

23. Соблюдается условие $a_{\min} > a_{\min \text{ доп}}$, где $a_{\min \text{ доп}}$

— минимально допустимое расстояние между проводниками фаз. $a_{\min \text{ доп}}$ при разных номинальных напряжениях $U_{\text{ном}}$ определяются согласно таблице 2 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям и Правил.

Глава 4. Рекомендации

24. При определении условий опасных сближений гибких проводников при КЗ сначала по формуле (1) вычисляют значение критерия p . Если p

$$\leq 0,4 \text{ кА}^2$$

с/Н, то проводники находятся в неопасной зоне и эксплуатируются; если же $p > 0,4 \text{ кА}^2$

с/Н, то проводники находятся в опасной зоне, то есть возможны пробой изоляционных промежутков между ними и даже схлестывание. В этом случае производят детальный расчет качаний проводников и воздействуют на режимные параметры

$$I_{\text{то}}^{(2)}$$

и $t_{\text{откл}}$ в отдельности или совместно

Приложение 1
к Методическим указаниям по
проверке гибких проводников
линий электропередачи
и распределительных устройств

Модели проводников

В итоге многолетних исследований электродинамической стойкости гибких проводников определились две расчетные модели таких проводников.

Одна из них представляет собой нерастяжимый стержень-маятник на жестком подвесе с массой, сосредоточенной в центре масс проводника в пролете. Вторая

гибкая нить с равномерно распределенной по длине массой, обладающая конечной жесткостью на растяжение, изгиб и кручение.

Расчетные модели, отличные от названных (как правило более сложные, чем схема-маятник), не нашли практического применения и далее подробно не рассматриваются.

Расчетные зоны динамики проводников

В период с момента возникновения КЗ и до его отключения расчетная модель гибкого проводника каждой фазы в виде жесткого стержня (рисунок 1) достаточно полно описывает его движение, и оценки смещений проводников на этом этапе движения оказываются весьма точными, что подтверждается опытными данными.

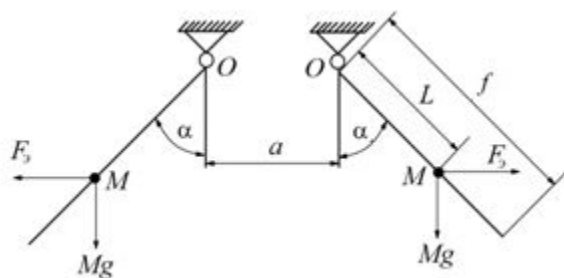


Рисунок 1. Расчетная модель двух гибких проводников

На рисунке 1 и далее приняты следующие обозначения:

a

— расстояние между осями проводников смежных фаз до КЗ, м;

M

— масса проводника расчетного пролета, кг;

f

— стрела провеса проводника в середине пролета, м;

L

— расстояние от прямой, соединяющей точки крепления проводника одного пролета, до центра масс этого проводника (длина маятника), м;

α

— угол отклонения проводника от вертикали, рад;

F_3

—
электродинамическая сила, Н;

g

—
ускорение силы тяжести, м/с^2 .

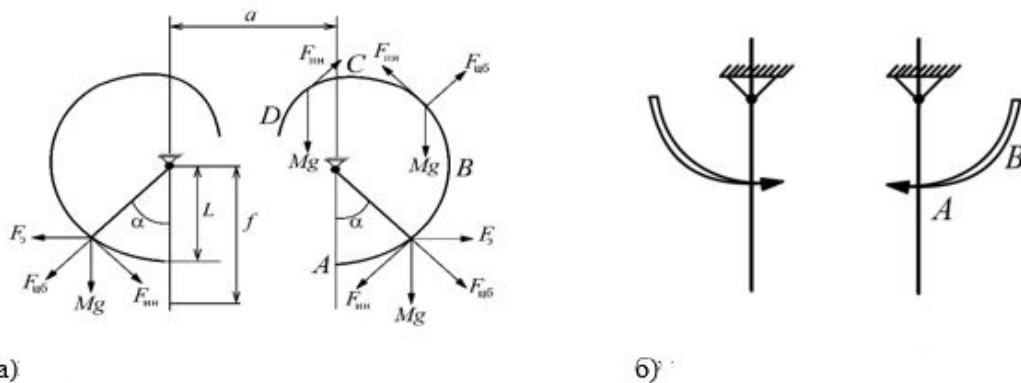
После отключения КЗ проводники сначала движутся по инерции, преодолевая действие силы тяжести и сохраняя при этом в течение некоторого времени, пока имеет место натягивающая проводники сила, форму, близкую к форме плоской гибкой нити, нагруженной собственным весом. На этом этапе движения проводников их поведение уже менее точно описывается принятой расчетной моделью, хотя и здесь оценки их смещения оказываются приемлемыми.

Тяжение в проводниках исчезает, когда центры масс проводников оказываются выше точек их крепления к опорам, и центробежные силы оказываются недостаточными для поддержания прежней формы проводников в виде гибкой натянутой нити. На этом этапе движения проводники подобны телам, падающим под действием инерционных сил и сил тяжести. Поэтому расчет смещений проводников с использованием модели в виде маятника здесь невозможен.

При КЗ проводники под действием электродинамических сил отталкиваются друг от друга, а их максимальное сближение имеет место после отключения КЗ, при колебаниях проводников вокруг исходного положения равновесия.

Баланс сил в расчетных зонах

При движении гибких проводников в результате возникшего на ВЛ или в РУ короткого замыкания расчетными нагрузками на расчетный маятник являются (рисунок 2):



—
 a

траектории движения проводников (их центров масс) при большом кратковременном токе КЗ: АВ

—
участок траектории, который проходит проводник во время КЗ; ВС

—
участок траектории, который проходит проводник, натянутый действующими на него силами, после отключения тока КЗ; CD

—
участок траектории, где ненатянутый провод "падает" под действием силы тяжести и инерционных сил; б

—
траектории движения проводников при малом токе КЗ; $F_{цб}$

—
центробежная сила

Рисунок 2. Траектории движения проводников при КЗ и после него

1) сила тяжести Mg , направленная вертикально вниз и действующая постоянно на всех этапах движения проводников;

2) электродинамическая сила $F_э$, которая при двухфазном КЗ на линиях с проводниками, закрепленными в одной горизонтальной плоскости, направлена горизонтально и действует до момента отключения тока КЗ;

3) инерционная сила $F_{ин}$, направленная противоположно вектору окружного ускорения центра массы проводника в пролете и действующая в периоды, когда проводник натянут и его рассматривают как маятник;

4) инерционные силы, свойственные телам, которые после воздействия нескольких сил двигаются в пространстве в поле силы тяжести: это имеет место на этапе движения гибких проводников, когда они не натянуты.

Приложение 2
к Методическим указаниям по
проверке гибких проводников
линий электропередачи
и распределительных устройств

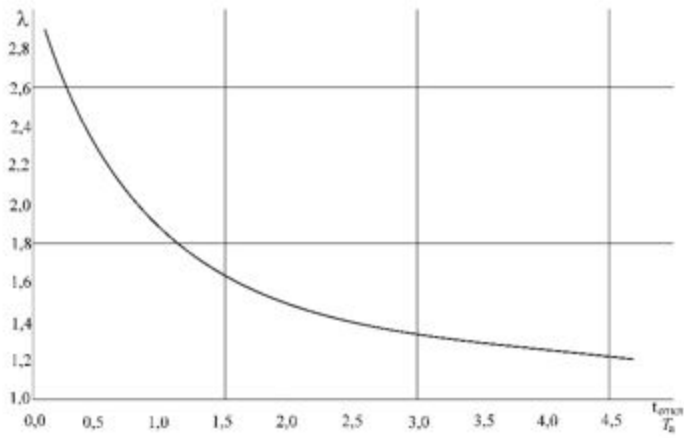


Рисунок 1. Зависимость коэффициента

λ
от $t_{откл.}/T_a$

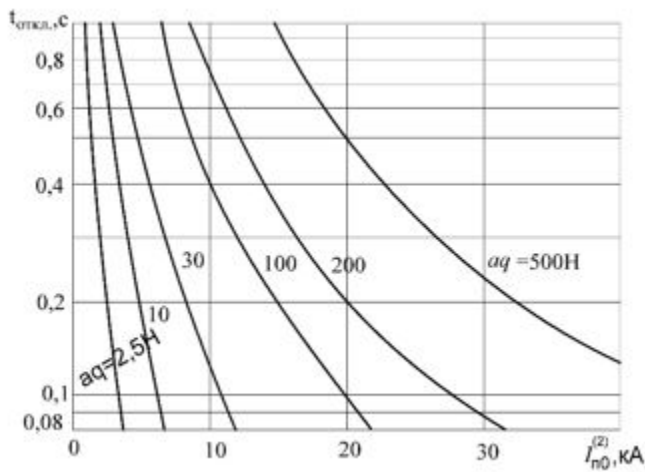
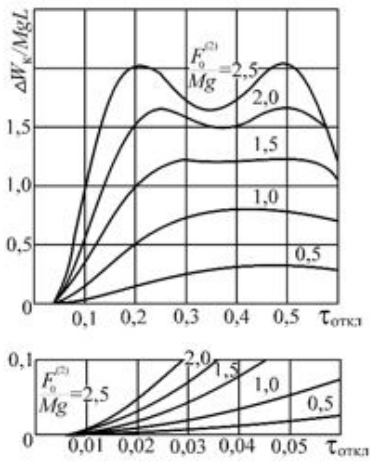
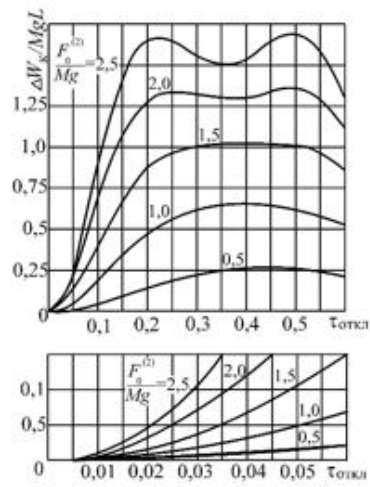


Рисунок 2. Продолжительность КЗ, при которой $p = 0,4$



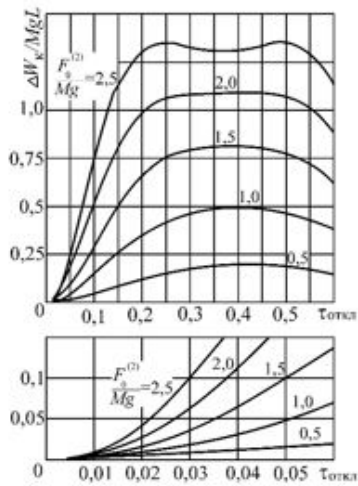
□



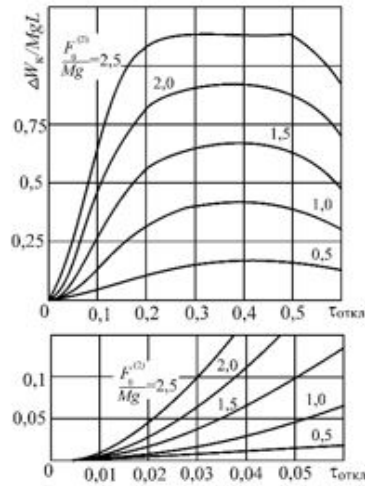
□

а) при $2L/a = 0,5$; □

б) при $2L/a = 1,1$; □



□



□

в) при $2L/a = 2,1$; □

г) при $2L/a = 3,1$; □

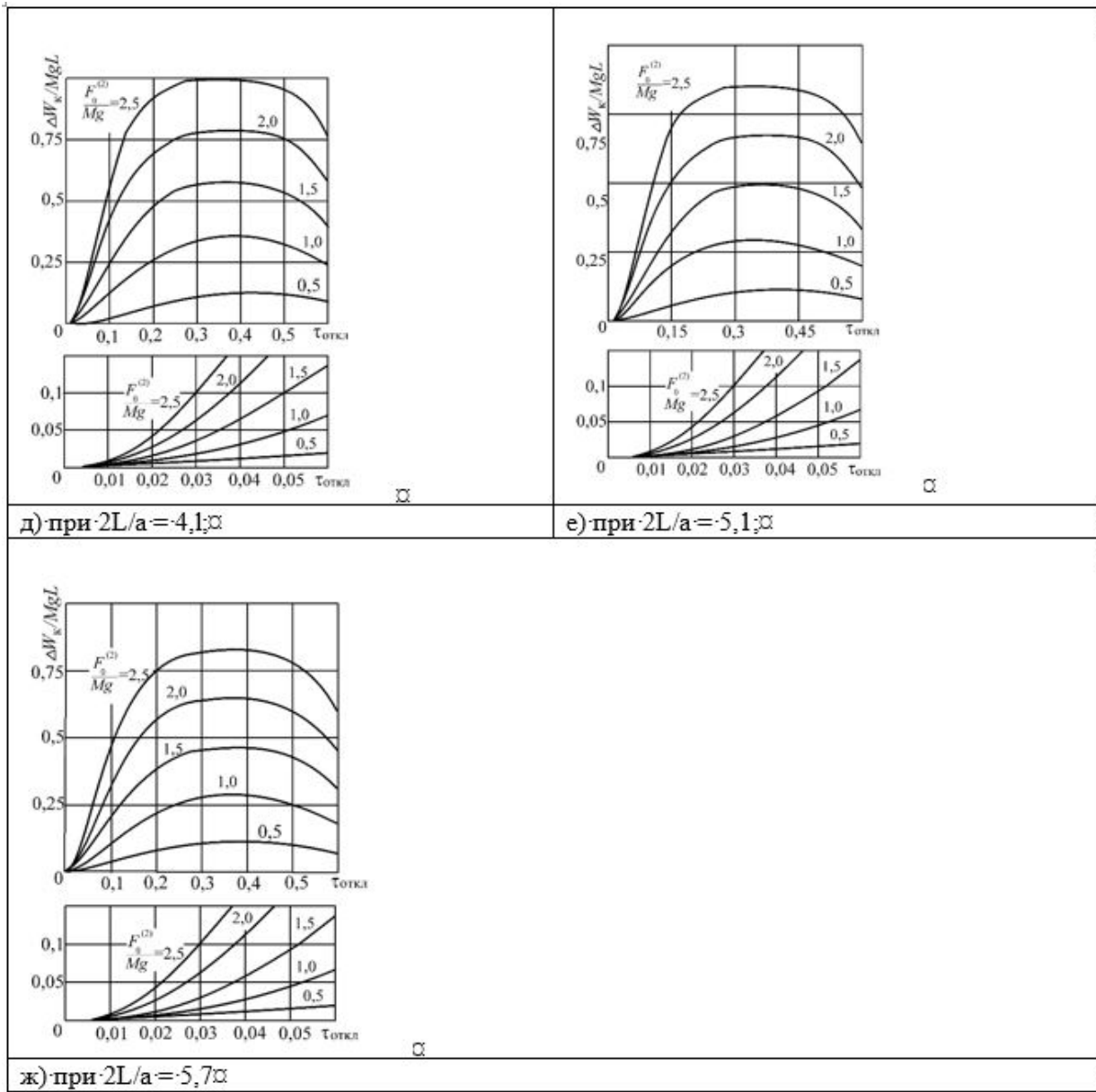


Рисунок 3. Характеристики

Δ

$W_K / Mg L$ при двухфазном КЗ

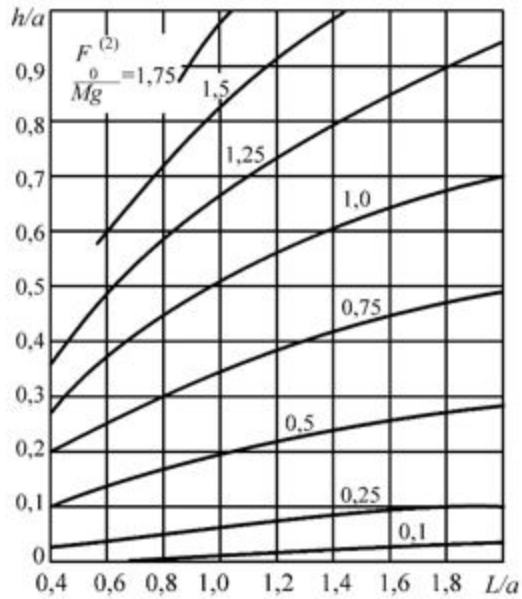


Рисунок 4. Характеристики h/a при двухфазном КЗ

Таблица 1

Коэффициент приведения массы

γ

f_r/f	Значение коэффициента приведения массы γ при различных M_r/M								
	0,01	0,02	0,05	0,10	0,20	0,50	1,00	2,00	3,00
0,01	1,000	1,000	1,000	1,000	1,001	1,002	1,003	1,005	1,006
0,02	1,000	1,000	1,000	1,001	1,002	1,004	1,007	1,010	1,012
0,05	1,000	1,000	1,001	1,002	1,004	1,010	1,016	1,024	1,029
0,10	1,000	1,001	1,002	1,004	1,008	1,019	1,031	1,048	1,058
0,20	1,001	1,002	1,004	1,008	1,015	1,034	1,059	1,090	1,110
0,50	1,002	1,003	1,008	1,016	1,031	1,071	1,130	1,200	1,250
1,00	1,002	1,005	1,012	1,024	1,048	1,110	1,200	1,330	1,430
2,00	1,003	1,007	1,017	1,033	1,065	1,150	1,290	1,500	1,670
3,00	1,004	1,007	1,019	1,037	1,073	1,180	1,330	1,600	1,820

Примечание: M_r

—
 масса гирлянд (суммарная масса двух натяжных гирлянд у двух опор проводников в пролете или масса одной гирлянды, если на опорах гирлянды подвесные); M
 —

масса проводника в пролете; f_T

—

провес гирлянд; f

—

стрела провеса проводника.

Таблица 2

$U_{\text{ном}}$, кВ	$a_{\text{min доп}}$, М
35	0,2
110	0,45
150	0,6
220	0,95
330	1,4
500	2,0
750	3,3
1150	5,4

Приложение 12
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электростанций

1. Настоящая Методика расчет норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для определения нормативов расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для ремонтов силовых кабельных линий на электростанциях.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) норматив расхода

—

среднее количество кабеля и кабельной арматуры, необходимое в течение года для производства ремонтов эксплуатируемых кабельных линий;

2) норматив резервного запаса

—

максимальное количество кабеля и кабельной арматуры, которое имеет дополнительно к работающим, для производства ремонтов и обеспечения непрерывности работы электростанций.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Норматив расхода определяется умножением нормы расхода на протяженность эксплуатируемых линий.

4. Типовые нормы расхода и резервного запаса кабелей и соединительных муфт для тепловых и атомных электростанций, типовые нормы расхода и резервного запаса кабелей и соединительных муфт для гидроэлектростанций и типовые нормы расхода и резервного запаса кабелей и соединительных муфт для гидроэлектростанций приведены в приложениях 1

3 к настоящей Методике.

5. Типовые нормы расхода и резервного запаса рассчитаны для средних условий при квартальных поставках изделий в резерв с учетом действующих минимальных норм заказа кабельной продукции. Если расход изделий и условия пополнения запаса существенно отличаются от принятых в расчет, то разрабатываются местные нормы и нормативы, которые утверждаются вышестоящей организацией.

6. Устанавливаются нормативы для электростанций

силовой кабель с изоляцией из пропитанной бумаги (бронекабели) и арматура к нему для линий до 1 кило Вольт (далее

кВ) и 3

10 кВ, силовой кабель с резиновой и пластмассовой изоляцией и арматура к нему для линий до 1 кВ (3 группы нормативов).

7. Типовые нормы резервного запаса, представленные в приложениях 1

3 к настоящей Методике, рассчитаны на 2 маркоразмера кабеля (соединительных и концевых муфт) для каждой группы нормативов.

8. Пополнение резервного запаса до нормативных значений осуществляется его владельцем, перепись резервного кабеля производится его владельцем, и учитывается в форме "Технический необходимый резерв".

Приложение 1
к Методике по расчету норм
расхода и резервного запаса
силовых кабелей и кабельной
арматуры для электростанций

Типовые нормы расхода и резервного запаса кабелей и соединительных муфт для тепловых и атомных электростанций

Наименование изделий	Единица измерения	Норма расхода	Нормы запаса при общей протяженности линий в эксплуатации, километр (далее — км)								
			до 20	40	60	80	100	150	200	300	более 300
Кабели до 1кВ	Метр на километр (далее - м/ км)	6	90	50	35	22	18	15	10	6	4
Кабели 6 — 10 кВ	м/км	8	120	70	45	35	30	25	20	15	10
Муфты соединительные до 1 кВ (комплект)	Штука на километр (далее - шт/км)	0,006	1,5	1,0	0,75	0,5	0,4	0,22	0,18	0,16	0,12
Муфты соединительные 6 — 10 кВ (комплект)	шт/км	0,2	2,2	1,2	0,9	0,7	0,6	0,4	0,35	0,3	0,25

Приложение 2
к Методике по расчету
норм расхода
и резервного запаса силовых
кабелей и кабельной арматуры
для электростанций

Типовые нормы расхода и резервного запаса кабелей и соединительных муфт для гидроэлектростанций

Наименование изделий	Единица измерения	Норма расхода	Нормы запаса при общей протяженности линий в эксплуатации, км				
			до 10	20	40	60	более 60
Кабели бронированные и	м/км	4	200	90	50		32

силовые до 1 кВ						32	
Кабели бронирован ные 6 — 10 кВ	м/км	1,2	240	100	60	40	40
Муфты соединитель ные до 1 кВ	шт/км	0,0012	2,0	1,0	0,5	0,35	0,3
Муфты соединитель ные 6 — 10 кВ	шт/км	0,04	2,0	1,0	0,5	0,35	0,3

Приложение 3
к Методике по расчету
норм расхода и резервного
запаса силовых кабелей
и кабельной арматуры для
электростанций

Типовые нормы расхода и резервного запаса концевых кабельных муфт

Наименование изделий	Норма расхода, процент (далее - %)	Норма запаса, %, при количестве в эксплуатации, штук (далее - шт.)							
		до 100	200	400	600	1000	2000	4000	более 4000
Тепловые и атомные электростанции									
Концевые муфты до 1 кВ:									
внутренней установки	2,3	45	22	12	10	6,0	4,0	3,0	2,5
наружной установки	1,5	45	21	11	9	5,5	3,5	2,5	2,0
Концевые муфты 3 — 10 кВ:									
внутренней установки	8,5	50	27	18	13	10	10	10	10

наружно й установк и	2,5	45	22	12	10	6,0	-	-	-
Гидроэлектростанции									
Концевы е муфты до 1 кВ	0,5	35	18	10	8	5	2,5	1,5	1,1
Концевы е муфты 3 — 10 кВ:									
внутренн е й установк и	1,7	45	21	11	9	5,5	3,5	2,5	2,0
наружно й установк и	0,5	35	18	10	8	5	-	-	-
Электростанции с электрическими сетями									
Концевы е муфты 20 — 35 кВ (однофазн ы е комплект ы):									
внутренн е й установк и	0,4	13	8	4	2,5	-	-	-	-
наружно й установк и	4,2	18	12	9	7	5	-	-	-
Примечание. Нормы расхода и запаса приведены в % от количества муфт в эксплуатации.									

Приложение 13
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм потребности в средствах малой механизации, механизированном, ручном инструменте и специальных приспособлениях для ремонтно-эксплуатационного обслуживания гидроэлектростанций

1. Настоящая Методика расчета норм потребности в средствах малой механизации, механизированном, ручном инструменте и специальных приспособлениях для ремонтно–эксплуатационного обслуживания гидроэлектростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяется на механизированный инструмент (ручные машины), строительно–отделочные машины, вибраторы, ручной строительно–монтажный, слесарный, контрольно–измерительный инструмент, приспособления, применяемые для технического обслуживания и ремонта электрических гидроэлектростанций (кроме капитального ремонта основного энергетического оборудования).

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящая Методика определяет необходимое количество оснастки для проведения капитального ремонта основного энергетического оборудования гидроэлектростанций и восполнение после одного капитального ремонта.

3. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) капитальный ремонт электрических сетей

ремонт, выполняемый для восстановления первоначальных или близких к первоначальным характеристикам воздушных линий, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов распределительных сетей или их составных частей;

2) система нормативов потребности и использования оборудования

взаимосвязанный комплекс норм, нормативных расчетных показателей, применяемых на различных уровнях планирования для определения потребности в оборудовании, расчета производственных мощностей к обоснования планов производства продукции (работы), а также для оценки использования оборудования.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

4. В настоящей Методике условно принята потребность на 10 человек ремонтного персонала, так как анализ ответов электростанций на запросы о количестве ремонтного персонала показал, что 8

12 человек

наименьшее количество для образования ремонтного участка.

5. В номенклатуру настоящей Методики включены средства механизации, изготавливаемые серийно и для собственных нужд, конструкторские разработки, а также средства механизации, выпускаемые промышленностью.

Количество оснастки и коэффициент использования определяются на основании эксплуатационных данных.

6. При разработке нормативов потребности были использованы материалы:

1) технологические процессы на ремонт основного оборудования;

2) руководства по ремонту оборудования;

3) нормы времени на ремонт турбинных установок, турбогенераторов;

4) технико-экономические нормативы системы планово-предупредительного ремонта оборудования энергоблоков 200, 300, 500 и 800 мегаватт (далее МВт);

5) номенклатура средств механизации, выпускаемых промышленностью;

6) срок службы средств механизации и инструмента определен в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 16 "Основные средства" и на основании эксплуатационных данных (2015 год).

7. Нормы потребности в средствах малой механизации - механизированном, ручном инструменте и специальных приспособлениях для ремонтно-эксплуатационного обслуживания гидроэлектростанций восполнение на один капитальный ремонт определяется для грузоподъемных и транспортных устройств, оборудования для электродуговой и газовой сварки и термообработки металла, приспособлений для ремонта элементов поверхностей нагрева, приспособлений для ремонта трубопроводов, приспособлений для ремонта арматуры, приспособлений для ремонта воздухонагревателей, приспособлений для ремонта вращающихся котельных механизмов, приспособлений для ремонта турбин, приспособлений для ремонта турбинно-вспомогательного оборудования, приспособлений для ремонта турбогенератора, инструмента механизированного ручного пневматического, инструмента механизированного ручного электрифицированного, ручного и режущего инструмента, контрольно-измерительного инструмента и приборов, приборов для дефектоскопии металла, механизмов разного назначения, средств индивидуальной защиты, инвентаря разного назначения по формуле:

$$B = \frac{q}{C} \cdot K$$

(1)

где q

коэффициент использования средств механизации определяется согласно приложениям

18 к настоящей Методике;

С

срок службы, определяется согласно приложениям 1

18 к настоящей Методике;

К

количество оснастки на 10 человек ремонтного персонала, определяется согласно приложениям 1

18 к настоящей Методике;

8. Коэффициент использования средств механизации определяется по формуле:

$$q = \frac{t}{T}$$

(2)

где t

время работы средств механизации или инструмента за период ремонта оборудования;

T

время ремонта оборудования.

Приложение 1
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизирован
ном, ручном инструменте и
специальных приспособлениях для
ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Грузоподъемные и транспортные устройства

Наименование	Количество оснастки на 10 человек (далее - чел.), штук (далее - шт.)	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, штук (далее -шт.)
Блок монтажный грузоподъемностью 1 тонна (далее — т)	0,5	0,6	5	0,06
Блок монтажный грузоподъемностью, т:				

1,25	0,4	0,6	5	0,05
2,5	0,4	0,6	5	0,05
5,0	0,4	0,6	5	0,05
10,0	0,4	0,6	5	0,05
Блок полиспастный малогабаритный грузоподъемностью, т:				
0,5	0,4	0,6	5	0,05
2,0	0,4	0,6	5	0,05
3,2	0,4	0,6	5	0,05
Блок полиспастный грузоподъемностью, т:				
5	0,4	0,6	5	0,05
8	0,4	0,6	5	0,05
Домкрат винтовой грузоподъемностью, т:				
3				
5	0,16	0,4	2	0,03
Домкрат клиновой специальный	0,16	0,4	2	0,03
Домкрат гидравлический грузоподъемностью, т:				
10				
16	0,48	0,4	4	0,05
50	0,32	0,4	4	0,03
100	0,16	0,4	4	0,02
200	0,16	0,4	4	0,02
Домкрат реечный грузоподъемностью 5 т	0,16	0,4	2	0,03
Зажим для троса диаметром 8; 13; 16; 19; 23 миллиметр (и далее — мм)	7,2	0,3	1	2,16
Звенья грузоподъемностью 0,63; 1; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3 т	8	0,4	1	3,2

Коуш 40; 45; 56; 75; 85; 95	8	0,6	1	4,8
Кран подвесной ручной	0,16	0,4	5	0,01
Кран-тележка грузоподъемностью 1 т	0,16	0,5	7	0,01
Лебедка грузоподъемностью 150 килограмм (далее - кг) с пневматическим приводом	0,32	0,6	5	0,04
Лебедка электрическая грузоподъемностью 150 кг				
Лебедка грузоподъемностью 0,5 т	0,23	0,6	5	0,03
Лебедка штанговая грузоподъемностью 500 кг				
Лебедка червячная ручная	0,23	0,6	5	0,03
Лебедка электрическая грузоподъемностью 0,5 т				
Лебедка электрическая специальная тяговым усилием, тс :				
1,5	0,4	0,6	8	0,03
5	0,32	0,6	8	0,02
Лебедка грузоподъемностью 2 т	0,24	0,6	8	0,02
Приспособление для перемещения грузов				
Лебедка монтажная	0,32	0,6	8	0,02
Приспособление для перемещения грузов				
Лебедка монтажная универсальная	0,32	0,6	8	0,02

Приспособление монтажное				
Монтажно-тяговый механизм	0,48	0,8	5	0,08
Обойма полиспастная грузоподъемностью, т				
0,5	0,16	0,4	5	0,01
1	0,16	0,4	5	0,01
2	0,16	0,4	5	0,01
5	0,16	0,4	5	0,01
10	0,16	0,4	5	0,01
Приспособление (восьмерка) для подъема деталей массой 300, 800, 1500 и 2500 кг	9,6	0,6	1	5,76
Площадка передвижная регулируемая по высоте	0,16	0,5	5	0,02
Рым-болты	24	0,6	1	14,4
Стропы грузовые канатные для строительства	6,6	0,6	1	3,96
Стропы грузовые канатные универсальные	8	0,6	1	4,8
Таль ручная рычажная	0,8	0,6	3	0,16
Приспособление монтажное	0,3	0,6	3	0,06
Таль ручная цепная грузоподъемностью 1 т	0,3	0,6	3	0,06
Таль ручная червячная грузоподъемностью, т:				
1	0,2	0,6	3	0,04
3,2	0,2	0,6	3	0,04
Таль ручная червячная грузоподъемностью, т:				
5	0,2	0,6	3	0,04
8	0,2	0,6	3	0,04

Тяговый ручной механизм	0,32	0,6	3	0,06
Тележка ручная грузоподъемностью 1 т	0,3	0,5	4	0,04
Тележка для транспортировки длинномерных материалов	0,3	0,5	4	0,04
Таль электрическая передвижная грузоподъемностью, т: 0,5	0,2	0,6	5	0,02
1	0,2	0,6	5	0,02
Таль электрическая передвижная грузоподъемностью, т: 0,5	0,2	0,6	5	0,02
5	0,2	0,6	5	0,02
Таль электрическая передвижная грузоподъемностью 10 т	0,2	0,6	5	0,02

Приложение 2
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном
инструменте и специальных
приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Оборудование для электродуговой и газовой сварки и термообработки металла

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Устройство тиристорное для ограничения напряжения холостого хода сварочных агрегатов:				
на постоянном токе	4	0,9	3	1,20
на переменном токе	4	0,9	3	1,20
Баллоны стальные	18,8	0,9	6	2,82

Блок снижения напряжения холостого хода сварочных трансформаторов	3	0,9	4	0,67
Выпрямитель сварочного тока	1,2	0,9	5	0,22
Выпрямитель сварочный	0,75	0,9	5	0,13
Выпрямитель сварочный многопостовой	0,75	0,9	5	0,13
Выпрямитель сварочный многопостовой	0,75	0,9	5	0,13
Генератор сварочный	0,4	1,0	4	0,1
Генератор сварочный четырехпостовой	0,4	1,0	4	0,1
Генератор ацетиленовый низкого и среднего давления	0,4	1,0	4	0,1
Горелка однопламенная универсальная для ацетилено-кислородной сварки, пайки и подогрева:				
Г2	0,7	0,9	2	0,31
Г3	0,7	0,9	2	0,31
Горелка пропан-бутановая	1,2	0,9	1,5	0,72
Горелка аргоно-дуговая малогабаритная	1,2	0,9	1	1,08
Воздушно-пропановая горелка	0,7	0,9	1	0,63
Инвертор сварочного тока	1	0,9	3	0,3
К л ю ч универсальный для газосварщиков и газорезчиков	5	1	2	2,5
К л е щ и изолирующие	0,7	0,9	2	0,31

Комплект инструмента для электросварщиков	6	1	1	6
Кабели для электросварки	175 м	0,9	3	52,5 м
Провод с резиновой изоляцией	175 м	0,9	3	52,5 м
Полуавтомат сварочный	0,5	0,5	2	0,12
Преобразователь тока сварочный	0,7	0,9	5	0,13
Преобразователь сварочный				
Преобразователь тока сварочный	0,7	0,9	2	0,31
Редуктор: ацетиленовый	5	1	1	5
кислородный	5	1	1	5
аргонный	5	1	1	5
Резак ацетиленокислородный	5	0,9	2	2,25
Резак инжекторный для ручной кислородной резки	5	0,9	1	4,5
Резак ручной воздушно-дуговой	1	1	1	1
Резак воздушно-дуговой				
Реостат балластный	2	0,9	3	0,6
Реостат для регулирования сварочного тока	2	0,9	3	0,6
Регулятор сварочного тока				
Реостат балластный малогабаритный	2	0,9	3	0,6
Рукава резиновые для газовой сварки и резки металла	130 м	0,4	1	52
Соединение сварочных кабелей	3	0,9	2	1,35
Тележка-носилки для транспортировки кислородных баллонов	1,2	1	2	0,6
Тележка-носилки для				

транспортировки баллонов				
Трансформатор сварочный для дуговой сварка	3	0,9	5	0,54
Термостат для хранения электродов	0,5	0,6	1	0,3
Электропечь	0,7	0,8	2	0,29
Электрододержатель	8,7	1	2	4,35

Приложение 3
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном
инструменте и специальных
приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Приспособления для ремонта элементов поверхностей нагрева

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Машина трубогибочная для труб диаметром 14-42 мм	0,3	0,4	5	0,02
Станок трубогибочный для труб диаметром 22-42 мм				
Машина трубогибочная с механическим приводом для труб диаметром 28-60 мм	0,3	0,4	5	0,02
Трубогиб механический для труб диаметром 32-60 мм				
Машина трубогибочная с механическим приводом для труб диаметром 76-108 мм	0,2	0,4	5	0,02
Приспособление для зачистки гибов				

Приспособление для зачистки гибов труб	0,2	0,5	3	0,03
Приспособление для резки плавников в панели из плавниковых труб.				
Приспособление для снятия плавников и фасок труб 32х6	0,2	0,5	3	0,03
Приспособление для вырезки панелей плавниковых труб диаметром 32 мм	0,2	0,5	3	0,03
Приспособление для резки плавниковых труб диаметром 32-50 мм	0,2	0,5	3	0,03
Приспособление для снятия фасок и торцовки труб 51х4, 5 ÷ 60х3,5 с малым шагом установки	0,2	0,5	3	0,03
Приспособление для отрезки труб диаметром 28; 32; 38 мм от коллекторов	0,2	0,5	3	0,03
Приспособление для обрезки труб коллекторов диаметром 32-60 мм	0,2	0,6	3	0,03
Машина переносная для резки труб диаметром 32-60 мм абразивным диском				
Переносная машинка для резки труб диаметром 32; 38; 42 мм абразивным диском	0,8	0,5	3	0,13
Машинка переносная для резки труб диаметром 32; 38; 42 мм				

Машинка для резки труб и сортовой стали	0,3	0,5	3	0,05
Труборез переносный	1,1	0,6	3	0,22
Пила маятниковая для резки труб диаметром до 80 мм абразивом				
Приспособление для механической резки труб диаметром до 108 мм	0,5	0,5	5	0,05
Труборез переносный				
Станок трубоотрезной для труб диаметром 32-108 мм	0,2	0,4	5	0,02
Приспособление для резки труб диаметром 60; 70; 76 мм в топке котла	0,4	0,5	3	0,07
Приспособление для резки сухарей	0,4	0,3	3	0,04
Приспособление для отрезки, снятия фасок и зачистки труб диаметром 28-42 мм	0,4	0,5	3	0,07
Приспособление универсальное для обработки концов труб под сварку и УЗК	1,1	0,5	2	0,28
Фаскосниматель с наружным захватом для труб диаметром 28-42 мм				
Приспособление для снятия фасок труб диаметром 28; 32; 42; 60 мм				
Приспособление для снятия фасок	1,4	0,5	2	0,35
Станок для снятия фасок труб диаметром 28-83 мм				
Фаскосниматель				

Фасочник для труб диаметром 28-42 мм				
Приспособление для снятия фасок труб диаметром 44,5; 51 мм	0,7	0,5	2	0,18
Машина ручная для снятия фасок и торцовки труб диаметром 51-60 мм	0,7	0,5	2	0,18
Приспособление для снятия фасок на трубах диаметром 60 мм				
Фаскосниматель пневматический с внутренним захватом для труб диаметром 57-108 мм	1,4	2	0,5	0,35
Фаскосниматель для труб диаметром 60; 76-108 мм				
Комплект приспособлений для торцовки и зачистки труб	0,6	0,5	3	0,1
Приспособление для центровки труб со стяжкой под сварку	1,1	0,7	1	0,77
Центраторы для труб диаметром 25-45 мм	1,4	0,7	1	0,98
Приспособление для центровки труб диаметром 32-60 мм под сварку	1,4	0,7	1	0,98
Струбцины для центровки труб диаметром 28-76 мм	1,4	0,7	1	0,98
Центратор для труб диаметром 51-83 мм	1,4	0,4	1	0,56
Струбцина для центровки труб диаметром 83 мм	1,4	0,4	1	0,56
Приспособление для центровки труб диаметром 25-108 мм	1,4	0,6	1	0,64

Приспособление для обработки отверстий в барабанах	0,3	0,4	3	0,04
Приспособление для обработки отверстий в барабанах котлов				
Приспособление для обработки отверстий коллекторов и выборок в барабанах	0,3	0,4	3	0,04
Приспособление для выборки дефектов в сварных швах	0,4	0,3	3	0,04
Приспособление пневматическое для обработки гнезд коллекторов под штуцера диаметром 60х6 мм	0,14	0,4	3	0,18
Установка водовоздушного душирования	0,3	0,8	5	0,05
Заглушка ершовая внутренняя для труб диаметром 32х4, 5 ÷ 42х5 мм, p = 235 килограмм силы на сантиметр в квадрате (далее - кгс/см ²)	11	0,3	2	1,65
Переносная пневматическая ножовка	0,4	0,5	5	0,04

Приложение 4
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Приспособление для ремонта трубопроводов

--	--	--	--	--

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Приспособление для газовой резки труб диаметром, мм :				
133-159	1,6	0,5	2	0,4
219-273	1,2	0,5	2	0,3
325-426	1,2	0,5	2	0,3
478-530	1,2	0,5	2	0,3
Приспособление для газовой резки труб диаметром 219 -426 мм со снятием фаски	0,8	0,5	2	0,2
Приспособление для обработки концов труб диаметром 108-159 мм				
Приспособление для обработки к о н ц о в трубопроводов диаметром 133-159 мм	1,2	0,5	1,5	0,4
Приспособление для обработка концов труб диаметром 219-273 мм				
Приспособление для обработки к о н ц о в трубопроводов диаметром 190-273 мм	1,2	0,5	1,5	0,4
Приспособление для обработки концов труб диаметром 325-426 мм				
Приспособление для обработки к о н ц о в трубопроводов диаметром 325-377 мм	1,2	0,5	1,5	0,4
Приспособление для обработки				

кромок труб диаметром 108; 133; 159; 168 мм	1,6	0,5	3	0,27
Машина-полуавтомат для гибки труб диаметром 108-159 мм	0,4	0,4	5	0,03
Трубогибочный станок для гибки труб диаметром 133 -159 мм				
Фаскосниматель с фрезой для труб диаметром 133-159 мм	1,6	0,5	3	0,27
Приспособление для снятия фасок и торцовки труб диаметром 32-159 мм				
Приспособление для резки труб диаметром 133 мм	0,8	0,5	3	0,13
Приспособление для резки труб диаметром 159-426 мм	0,8	0,5	3	0,13
Приспособление для центровки и стяжки трубопроводов диаметром, мм: 108-168 219-273 325-426	3,2	0,7	1	2,14
	3,2	0,7	1	2,14
	3,2	0,7	1	2,14
Приспособление для изготовления закладных колец	3,2	0,7	2	1,07
Вальцы для гнутья подкладных колец	0,8	0,5	3	0,13
Приспособление для зачистки сгибов трубопроводов под УЗК	1,6	0,5	3	0,27
Приспособление для отрезки штуцеров от коллекторов диаметром 219 мм абразивным диском	0,8	0,5	3	0,13

Приспособление для зачистки сварных швов	1,6	0,5	3	0,27
--	-----	-----	---	------

Приложение 5
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Приспособления для ремонта арматуры

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Гидравлический домкрат для извлечения крышек со шпинделем из корпусов задвижек: D_y 100-150 мм	1,2	0,6	2	0,36
D_y 200-300 мм	1,2	0,6	2	0,36
Гидравлический домкрат для осадки крышек задвижек: D_y 100-150 мм	1,6	0,6	2	0,48
D_y 200-350 мм	1,6	0,6	2	0,48
Домкрат гидравлический специальный грузоподъемностью 18 т для изготовления сальниковых колец для уплотнения штоков арматуры	0,5	0,4	2	0,1
Зенкер конический	1	0,4	2	0,2
Приспособление для вырезки круглых неметаллических прокладок	0,8	0,4	2	0,16
Приспособление для извлечения сальниковых колец из корпусов вентилях D_y 10 мм	0,8	0,6	3	0,16

Приспособление для извлечения штока с сальниковой набивкой из корпусов вентилях D_y 10 мм и D_y 20 мм	0,8	0,4	4	0,08
Станок для притирки посадочных мест задвижек D_y 125 мм и более	0,8	0,5	4	0,1
Приспособление для притирки седел фланцевых вентилях D_y 50 мм	0,8	0,4	2	0,16
Станок для притирки тарелок, клапанов арматуры	0,8	0,4	2	0,16
Приспособление для притирки тарелок арматуры.	0,8	0,4	2	0,16
Приспособление для притирки тарелок, седел и шибберов	0,8	0,4	2	0,16
Приспособление для притирки тарелок задвижек с подъемным механизмом	0,8	0,4	2	0,16
Приспособление для проточки седел вентилях и обратных клапанов D_y 110-225 мм	0,5	0,4	2	0,1
Приспособление для фрезеровки седел бесфланцевых вентилях:				
D_y 10 мм	0,4	0,5	3	0,07
D_y 20 мм	0,4	0,5	3	0,07
D_y 50 мм	0,4	0,5	3	0,07
Приспособление для фрезеровки седел фланцевых вентилях:				
	0,8	0,5	3	

D_y 10 мм	0,8	0,5	3	0,13
D_y 20 мм				0,13
Приспособление для шлифовки и притирки седел регулирующих и дроссельных клапанов D_y 100 мм	0,4	0,6	3	0,08
Приспособление для шлифовки седел вентиляей: D_y 10 мм	0,8	0,6	3	0,16
D_y 20 мм	0,8	0,6	3	0,16
Приспособление для шлифовки седел бесфланцевых вентиляей на месте установки D_y 50 мм	1,4	0,6	3	0,21
Приспособление для шлифовки седел задвижек В-780у D_y 400 мм	0,8	0,6	3	0,16
Приспособление для шлифовки седел корпусов задвижек: D_y 100-200 мм	0,8	0,6	3	0,16
D_y 225-400 мм	0,8	0,6	3	0,16
Съёмник сальниковых втулок	0,8	0,4	4	0,08

Приложение 6
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Приспособление для ремонта воздухонагревателей

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Захват для выемки пакетов набивки	0,6	0,3	4	0,04
Приспособление для очистки труб	2	0,6	2	0,6

воздухоподогреватели				
Привод замедленного вращения ротора	0,4	0,4	2	0,08
Приспособление для фрезеровки фланцев ротора	0,7	0,3	2	0,1
Приспособление для выпрессовки и запрессовки цевок на роторах РВП	0,7	0,6	2	0,21
Приспособление для удаления насадок из труб	2	0,3	2	0,3
Стенд для очистки пакетов нагревательной набивки РВП	0,3	0,6	5	0,04
Стенд для сборки пакетов	0,3	0,5	5	0,03
Суппорт для проточки фланцев ротора	0,6	0,4	5	0,05
Струбцины для установки полос радиальных уплотнений	1	0,4	8	0,05
Съемник гидравлический ручной	0,3	0,4	4	0,03
Съемник для выпрессовки колодок	0,7	0,3	4	0,05
Съемник гидравлический для снятия подшипников с верхней опоры РВП	0,3	0,3	4	0,02
Тележка для транспортирования пакетов	0,2	0,4	5	0,02
Устройство для демонтажа подшипников нижней опоры РВП	0,3	0,3	4	0,02
Устройство для снятия внутреннего кольца подшипника с вала РВП	0,3	0,2	3	0,02

Приложение 7
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Приспособление для ремонта вращающихся котельных механизмов

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Автомат для наплавки бил молотковых мельниц	0,5	0,5	5	0,05
Аппарат индукционного нагрева подшипников	0,3	0,4	3	0,04
Дробеструйная установка для зачистки заготовок бил перед наплавкой	0,5	0,5	3	0,08
Приспособление для перебронировки шаровых мельниц	0,5	0,4	5	0,04
Станок для обработки отверстий диаметром 50-70Н7 венцовых шестерен шаровых мельниц Ш-50А и Ш-50	0,5	0,3	3	0,05
Суппорт	1,5	0,4	5	0,12
Скобы для центровки полумуфт	2	0,4	8	0,1
Съемник винтовой трехлопастный	1	0,4	4	0,1
Универсальный съемник для снятия подшипников и полумуфт с валов				
Съемник для полумуфт дутьевых и мельничных вентиляторов	1	0,4	4	0,1

Съемник гидравлический грузоподъемностью 50 т	1	0,4	5	0,08
---	---	-----	---	------

Приложение 8
к Методике расчета норм потребности в средствах малой механизации, механизированном, ручном инструменте и специальных приспособлениях для ремонтно-эксплуатационного обслуживания гидроэлектростанций

Приспособления для ремонта турбин

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Автоматическое приспособление для проточки концевых и диафрагменных уплотнений турбин	0,5	0,4	2	0,1
Балансировочный станок	0,3	0,2	5	0,01
Приспособление для маятниковой проверки роторов				
Борштанга	0,5	0,3	5	0,03
Борштанга с упорами				
Гидрогайковерт	0,8	0,3	2	0,12
Гидродомкрат для выдавливания заклепок	0,5	0,3	2	0,08
Приспособление ручное гидравлическое для выдавливания заклепок из дисков паровых турбин				
Ключ специальный для предварительной затяжки колпачковых гаек горизонтального разъема обойм уплотнений и диафрагм	0,5	0,1	2	0,03

Крышка защитная на фланцы перепускных труб	0,5	0,4	8	0,03
Крышка внутренняя для клапанов	0,3	0,4	8	0,01
Крышка наружная для клапанов	0,3	0,4	8	0,01
Крышка специальная для маслоохладителя	0,3	0,4	8	0,01
Ложементы для подшипников	0,3	0,4	6	0,02
Ложемент для фальшвала	0,5	0,4	6	0,03
Ложемент для корпусов боковых регулирующих клапанов	0,5	0,4	6	0,03
Ложемент для регулирующих клапанов	0,3	0,4	8	0,01
Маслостанция	0,8	0,3	2	0,12
Пневмогидроусилитель				
Пневмогидропреобразователь	1,5	0,5	2	0,38
Нагреватели				
Палец для проворота ротора	0,5	0,3	2	0,08
Пресс для разборки роторов турбин	0,3	0,3	2	0,05
Приспособление для выпрессовки болтов муфты РВД и РСД	0,5	0,3	2	0,08
Приспособление для выпрессовки болтов из полумуфт				
Приспособление для осевого сдвига роторов	0,5 0,3	0,3 0,2	3 3	0,05 0,02
Приспособление для снятия фасок в отверстиях дисков роторов турбин				
Приспособление для фрезерования				

запечкиков уплотнений	0,5	0,3	5	0,03
Приспособление для фрезеровки канавки под уплотнение на разъемах цилиндров турбин	0,5	0,2	3	0,03
Приспособление для фрезеровки торцов сегментов уплотнений	0,5	0,3	5	0,03
Приспособление для измерения длины шпилек, подлежащих затяжке с подогревом	0,3	0,1	4	0,01
Приспособление для шлифовки шеек роторов турбин	0,5	0,3	3	0,05
Приспособление для наружного вибрационного хонингования (обработка шеек роторов)				
Приспособление для фрезеровки лопаток роторов	0,5 0,3	0,6 0,2	2 3	0,15 0,02
Приспособление для гибких уплотнительных сегментов	0,5	0,1	2	0,03
Приспособление для обработки отверстий муфт				
Привод с механической подачей				
Приспособление для обработки отверстий полумуфт турбин	0,3 0,5	0,1 0,2	3 2	0,01 0,05
Приспособление для райберовки отверстий муфт				
Приспособление для расточки отверстий под соединительные				

болты в полумуфтах турбин и насосов				
Приспособление для оживления ротора	0,5	0,2	2	0,05
Приспособление для проточки цилиндров турбин				
Приспособление сверлильно-фрезерное (высверливание шпилек разъемов цилиндров и клапанов)				
Приспособление для изгибания бандажей	0,5	0,3	2	0,08
Приспособление для обработки центрального отверстия ротора	0,3	0,1	2	0,02
Приспособление для зачистки разгрузочных отверстий (при проведении контроля металла)	0,3	0,1	2	0,02
Приспособление для проточки постелей подшипников	0,3	0,3	2	0,05
Приспособление для выборки дефектов в корпусах турбин	0,3	0,4	2	0,06
Пресс эксцентриковый ручной для пробивания бандажной ленты	0,3	0,3	2	0,05
Пресс эксцентриковый с механическим приводом				
Приспособление для выпрессовки лопаток из дисков рабочих колес НД турбины	0,5 0,5	0,4 0,2	2 3	0,1 0,03
Приспособление для оттяжки усиков				

в уплотнениях турбин			3	
Приспособление для обработки запечиков уплотнений и подрезки усов	0,5	0,4		0,06
Приспособление для шлифовки разъемов цилиндров паровых турбин	0,5	0,2	2	0,05
Приспособление для обработки посадочных мест обойм диафрагм и концевых уплотнений ЦВД турбин	0,5	0,4	2	0,1
Приспособление для протягивания пазов в полумуфтах турбин (пружинные полумуфты)	0,3	0,1	2	0,02
Станок для проточки запечиков сегментов уплотнений	0,3	0,3	5	0,02
Станок для фрезерования углублений на фланцах турбин	0,3	0,2	5	0,01
Станок для проточки уплотнений диафрагм	0,3	0,4	5	0,02
Сверлильная головка для сверления отверстий под штифты в замковых лопатках	0,3	0,4	2	0,06
Устройство для в о д а ультразвукового искателя в осевой к а н а л цельнокованных роторов паровых турбин	0,3	0,2	2	0,03

Удлинитель шарнирный к пневмогайковерту	0,5	0,3	8	0,02
Установка для очистки картеров от масла и шлама	0,5	0,5	3	0,08
Установка для удаления грязи и шлама из труднодоступных мест				
Универсальный съемник для снятия подшипников и полумуфт	0,5 0,5	0,6 0,6	4 3	0,08 0,1
Установка для чистки лопаточного аппарата				
Угловое сверлильное приспособление (обработка отверстий в дисках роторов)	0,3	0,3	2	0,05
Чеканка для уплотнения лопаток на роторах	0,5	0,3	1	0,15

Приложение 9
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Приспособление для ремонта турбинно-вспомогательного оборудования

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Балансировочный станок				
Балансировочный станок для роторов насосов	0,5	0,2	5	0,02
Вальцовки телескопические				
Вальцовки	2,5	0,6	1	1,5
Вальцовки				

Головка выпрессовочная (для выпрессовки конденсаторных трубок и колокольчиков из трубных досок)	1	0,5	2	0,25
Приспособление для выпрессовки трубок				
Нагреватель эжекционный	1	0,6	1	0,6
Пистолет эжекционный для механической очистки трубок	1	0,3	1	0,3
Приспособление для отрезки трубок диаметром 16-30 мм	1	0,4	1	0,4
Приспособление для обрезки трубок конденсатора				
Приспособление для правки трубок конденсатора	1	0,3	2	0,15
Приспособление для центровки промвала и вала насоса	0,5	0,3	1	0,15
Приспособление для снятия разгрузочного диска	0,5	0,3	2	0,08
Приспособление для выемки внутреннего корпуса с ротором	0,5	0,3	2	0,08
Приспособление для кантовки внутреннего корпуса насоса	0,5	0,3	2	0,08
Приспособление для снятия втулки соединительной муфты с вала насоса	0,5	0,3	4	0,02
Приспособление для притирки торцов рабочих колес насосов	0,5	0,3	2	0,08
Притир торцов рабочих колес	0,5	0,3	2	0,08

Приспособление для снятия подшипников с рабочего колеса	0,5	0,2	4	0,03
Привод с гибким валом трехскоростной (для обработки труб конденсаторов)	1	0,4	1	0,4
Установка для заводки трубок в конденсатор	0,5	0,3	2	0,08
Установка гидравлическая с ручным насосом	0,5	0,4	2	0,1
Съемник	1	0,4	4	0,1

Приложение 10
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Приспособление для ремонта турбогенератора

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Гидравлическая прессформа для изготовления гильз роторов турбогенератора	0,7	0,3	5	0,04
Домкрат клиновой	1,3	0,6	2	0,4
Индуктор для нагрева бандажных колец	1	0,5	1	0,5
Ключ с длинной ручкой	1	0,3	3	0,1
Приспособление для измерения воздушного зазора	0,7	0,3	10	0,02
Приспособление для подвески ротора	1,5	0,4	8	0,08
Приспособление для опрессовки газоохладителей (комплект)	0,7	0,3	5	0,04

Приспособление для проточки контактных колец	0,7	0,3	5	0,04
Приспособление для монтажа газоохладителей	0,7	0,2	8	0,02
Приспособление для вентиляционных испытаний соединительных шин	0,7	0,3	8	0,03
Приспособление для испытания концевых выводов на газоплотность	1	0,3	5	0,06
Приспособление для фиксации ротора со стороны контактных колец	0,7	0,3	10	0,02
Пистолет для промывки трубок газоохладителей	0,7	0,4	3	0,09
Приспособление для шабровки разъемов деталей водородных уплотнений	1,3	0,3	5	0,08
Приспособление для вывода и заводки ротора в статор	0,7	0,3	15	0,01
Приспособление (стационарное) для нагрева бандажных колец ротора	0,7	0,3	5	0,04
Приспособление для надевания и снятия бандажного кольца ротора	0,7	0,3	15	0,01
Приспособление для надевания и снятия вентилятора	0,7	0,3	25	0,01
Приспособление для опрессовки изоляции втулки контактных колец	0,7	0,4	6	0,05
Приспособление для шлифовки	0,7	0,3	5	0,04

упорного диска ротора				
Приспособление для обработки упорных дисков ротора турбогенератора	0,7	0,4	5	0,06
Приспособление для контроля продуваемости цепей ротора (комплект)	0,7	0,3	8	0,03
Приспособление для надевания и снятия контактных колец ротора	0,7	0,3	7	0,03
Приспособление для заводки щита	0,7	0,3	10	0,02
Приспособление для шлифовки контактных колец и упорных гребней ротора турбогенератора	0,7	0,5	3	0,12
Приспособление для обработки упорных гребней ротора				
Приспособление для выемки катушек роторов косвенного охлаждения турбогенератора	0,7	0,3	5	0,04
Печь для отжига меди роторных катушек	0,7	0,4	8	0,03
Скоба для проверки шабровки упорного диска	0,7	0,2	3	0,05
Съемник гидравлический для снятия полумуфт роторов и бандажей	0,7	0,2	1	0,14
Станок для резки твердой изоляции (стеклотекстолита толщиной 50 мм)	0,7	0,3	8	0,03
Тележка для кантования газоохладителей	0,7	0,3	8	0,03

Установка для заклиновки и расклиновки пазов ротора турбогенератора	0,7	0,4	3	0,09
---	-----	-----	---	------

Приложение 11
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Инструмент механизированный ручной пневматический

Наименование	Количество в оснастке на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.					
Гайковерт ручной пневматический прямой	0,2	0,5	1,5	0,07					
Машина ручная резьбонарезная пневматическая	0,08	0,5	1,5	0,03					
Машина ручная сверлильная пневматическая прямая	0,36	0,5	1,5	0,12	Машина ручная шлифовальная пневматическая прямая	0,64	0,5	1,5	0,21
Машина ручная шлифовальная пневматическая торцевая	0,64	0,5	1,5	0,21	Молоток отбойный	0,36	0,6	1,5	0,14
Ножницы ручные пневматические вырубные	0,12	0,5	1,5	0,04					

Распылит ель пневмати ческий	0,08	0,6	1,5	0,03
Рукава резиновы е напорные	60 м	1,0	1	60 м
Удлинит ель шарнирн ый к пневнога йковерту	0,2	0,5	1,5	0,07

Приложение 12
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Инструмент механизированный ручной электрифицированный

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Автомат для отключения напряжения холостого хода преобразователя питания электрифицированн ого инструмента	1,2	0,9	2	0,54
Кабель гибкий с резиновой изоляцияй	10 м	1,0	1	10 м
Машина ручная сверлильная электрическая	0,56	0,5	1,5	0,19
Машина ручная шлифовальная электрическая прямая	0,32	0,5	1,5	0,11
Машина ручная шлифовальная электрическая с гибким валом	0,24	0,5	1,5	0,08
Ножницы	0,24	0,5	3	0,04

Преобразователь частоты тока	0,48	0,5	2	0,12
Соединение штепсельное трехполюсное электрическое	1,52	1,0	-	1,52
Устройство защитно-отключающее электрическое	0,14	0,97	2	0,07

Приложение 13
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Ручной и режущий инструмент

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Бородки слесарные	0,8	0,8	0,5	0,13
Воротки для инструмента	1	0,8	1,5	0,5
Воротки для круглых плашек	1	0,8	1,5	0,5
Втулки переходные с пазом для крепления инструментов клином	0,9	1	1	0,9
Втулки переходные для крепления инструментов с коническим хвостовиком	0,9	1	1	0,9
Дрель ручная	0,4	0,5	1	0,2
Зубила с двухсторонней заточкой к пневматическим молоткам	0,4	0,6	0,5	0,12
Зубила слесарные	4	0,5	0,5	1
Кувалды кузнечные	0,7	0,8	2,0	0,28
Кувалда свинцовая	0,2	0,5	1,0	0,1
Кернер	1,5	0,8	0,5	0,6
Крейцмейсель	0,5	0,5	0,5	0,5

Ключи гаечные с открытым зевом:				
односторонние	5	0,9	1	4,5
двусторонние	5	0,9	1	4,5
Ключи "Звездочка" S = 32-160 мм	0,5	0,7	1	0,35
Ключи гаечные кольцевые двусторонние коленчатые	1	0,4	2	0,2
Ключи гаечные комбинированные	1	0,4	2	0,2
Ключи гаечные торцовые	1	0,5	1,5	0,3
К л ю ч и трещоточные	0,8	0,2	2	0,08
Ключи трубные ценные	0,2	0,5	2	0,5
Ключи гаечные с открытым зевом односторонние укороченные	1	0,5	1,5	0,3
Ключи торцовые	0,4	0,5	2	0,1
Ключи гаечные разводные	0,4	0,3	2	0,06
Ключи для круглых шлицевых гаек	0,4	0,5	2	0,1
Ключи трубные рычажные	0,6	0,4	1,5	0,16
Ключ трубный	0,5	0,5	2	0,12
Клейма ручные буквенные и цифровые (комплект)	0,3	1	1	0,3
Ключи гаечные торцовые с внутренним шестигранником односторонние	0,2	0,2	3	0,01
Ключи гаечные торцовые с внутренним шестигранником двусторонние	0,2	0,2	3	0,01
Круглогубцы	0,4	0,5	1,5	0,13
Кусачки торцовые	0,4	0,4	1,5	0,1
К р у г и шлифовальные	4	-	-	4

Круги отрезные	6	-	-	6
Лом стальной строительный	0,8	0,7	1,5	0,37
Молоток слесарный	4	0,8	2	1,6
Метчик регулируемый	0,3	0,8	1	0,24
Метчики машинно-ручные	7	-	-	7
Метчикодержатель	0,6	0,9	1	0,54
Напильники:				
плоские	8	-	-	8
круглые	3	-	-	3
трехгранные	3	-	-	3
квадратные	2	-	-	2
полукруглые	2	-	-	2
Надфили	3	-	-	3
Нож монтерский	0,5	0,8	1	0,4
Набор монтерского инструмента	1	0,8	1	0,8
Ножницы ручные для резки металла	0,5	0,8	2	0,2
Отвертка слесарно-монтажная	3	0,6	1	1,8
Оправка конусная	0,2	0,8	1	0,16
Пассатижи	1	0,8	1	0,8
Пилы круглые плоские для распиловки древесины	0,1	0,6	0,5	0,12
Плашка регулируемая	0,3	0,8	1	0,24
Плашки круглые	3	-	-	3
Плашкодержатель	0,6	0,9	1	0,54
Плоскогубцы	0,5	0,6	1,5	0,2
Плоскогубцы комбинированные	1	0,6	1,5	0,4
Полотно ножовочное для металла	30	-	-	30
Рамка ножовочная ручная	1	0,8	2	0,4
Развертка ручная цилиндрическая	4	-	-	4
Резцы токарные прорезные и отрезные из	2	-		2

быстрорежущей стали			-	
Резцы отрезные	2	-	-	2
Сверла спиральные	8	-	-	8
Стамески плоские и полукруглые	0,1	0,3	1	0,03
Тиски ручные	0,3	0,9	3	0,09
Тиски слесарные с ручным приводом	0,3	0,9	3	0,09
Фрезы концевые	1	-	-	1
Фрезы торцовые	1	-	-	1
Циркуль разметочный	0,5	0,9	3	0,15
Чеканка слесарная	0,8	0,5	1,5	0,21
Чертилка	1,5	0,8	2	0,6
Шаберодержатель с пластинами	1	0,9	1	0,9
Шабер ручной	1	0,9	1	0,9
Шабер специальный для заострения уплотнительных гребней	1	0,9	1	0,9
Выколотка медная	5	-	-	5

Приложение 14
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Контрольно-измерительный инструмент и приборы

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Виброграф	0,1	0,2	3	0,01
Вискозиметр	0,1	0,2	3	0,01
Газоанализатор	0,1	0,4	3	0,01
Глубиномер микрометрический	0,5	0,5	5	0,05
Измеритель вибрационных параметров	0,1	0,5	2	0,03
Индикатор многооборотный с	0,1	0,2	5	0,01

ценой деления 0,001 и 0,002 мм				
Индикатор часового типа с ценой деления 0,01 мм	0,5	0,5	5	0,05
К л е щ и электроизмерительные	0,2	0,4	5	0,02
Комплект измерительных приборов: амперметр, вольтметр, ваттметр, блок трансформаторов, переключатели	0,4	0,2	5	0,02
Кронциркуль	0,2	0,5	2	0,5
Л и н е й к а измерительная металлическая длиной, мм	0,4	0,5	2	0,1
200	0,4	0,5	2	0,1
400	0,4	0,5	2	0,1
500	0,3	0,5	2	0,08
600	0,3	0,5	2	0,08
1000				
Линейка поверочная	0,2	0,5	2	0,05
Лупа складная	0,3	0,5	7	0,02
Манометр дифференциальный	0,2	1,0	0,5	0,4
Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры	0,3	1	0,5	0,6
Манометры абсолютного давления и мановакуумметры				
Меры длины концевые плоскопараллельные (набор)	0,2	0,8	1	0,16
Метр складной металлический	2	0,5	1	1,0
Микрометр рычажный	0,4	0,3	2	0,06
Микрометр с ценой деления 0,01 мм	1	0,5	4	0,12
Мост двойной	0,1	0,3	5	0,01

Набор плоскопараллельных плиток	0,1	0,2	2	0,01
Нутромер индикаторный	0,2	0,5	3	0,03
Нутромер микрометрический	0,4	0,5	3	0,07
Плиты поверочные и разметочные, мм:				
400x400	0,1	0,5	10	0,01
630x400	0,1	0,5	10	0,01
1000x630	0,2	0,5	10	0,01
Прибор балансировочный измерительный	0,1	0,2	3	0,01
Прибор для вибрационных испытаний рабочих лопаток турбин	0,1	0,5	3	0,02
Потенциометр	0,2	0,8	2	0,08
Призмы поверочные, разметочные	0,1	0,2	-	0,1
Рулетка измерительная металлическая	0,2	0,7	1	0,14
Секундомер механический	0,1	0,5	3	0,02
Скобы с отсчетным устройством	0,2	0,4	3	0,03
Стойки и штативы для измерительных головок	0,3	0,5	5	0,03
Тахометр	0,1	0,5	5	0,01
Термопара	0,5	0,9	1	0,45
Угломер с нониусом	0,2	0,5	3	0,03
Угольник поверочный 90°	0,6	0,5	3	0,1
Уровень контрольный	0,2	0,5	3	0,03
Уровень рамный и брусковый	0,4	0,5	3	0,07
Уровень с микрометрической подачей ампулы	0,1	0,5	2	0,02
Шаблон резьбовой (комплект)	0,2	0,5	3	0,03

Штангенглубиномер	0,1	0,2	3	0,01
Штангенрейсмасс	0,1	0,5	3	0,02
Штангенциркуль	2	0,5	5	0,2
Щупы (набор)	1	0,5	1	0,5
Щуп клиновой	0,3	0,5	2	0,08

Приложение 15
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Приборы для дефектоскопии металла

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Аппарат рентгеновский	2	0,5	5	0,2
Дефектоскоп высокочастотный для обнаружения трещин в металле	2	0,5	2	0,5
Дефектоскоп магнитографический	2	0,5	5	0,2
Дефектоскоп ультразвуковой	2	0,2	3	0,13
Магнитометр феррозондовый	3	0,8	5	0,05
Прибор для измерения трещин	2	0,3	2	0,3
Прибор для измерения толщины стенок у труб	2	0,3	2	0,3
Стилоскоп	2	0,5	5	0,2

Приложение 16
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Механизмы разного назначения

--	--	--	--	--

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Выпрессовочная головка	0,2	0,6	4	0,03
Динамометр общего назначения	0,08	0,6	4	0,01
Пресс-ножницы малогабаритные для резки листового металла толщиной до 10 мм	0,1	0,6	5	0,01
Приспособление для гибки труб листового и сортового проката	0,05	0,3	10	0,001
Приспособление сверлильно-фрезерн ое	0,25	0,5	4	0,03
Станок настольный сверлильный				
Станок переносный сверлильно-фрезерн ый				
Станок точильно-шлифовал ьный	0,2	0,5	3	0,03
Станок точильный двухсторонний	0,2	0,5	3	0,03

Приложение 17
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Средства индивидуальной защиты

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Галоши и боты диэлектрические	1,8	0,8	1	1,44
Каска строительная,	10	0,8	1	8
Ковер резиновый диэлектрический	1,8	0,8	3	0,48
Очки газосварщика	4	0,8	1	3,2

Очки защитные	2,4	0,8	1	1,92
Перчатки резиновые	1,4	-	-	1,4
Перчатки резиновые диэлектрические	1,4	-	-	1,4
П о я с предохранительный монтерский для воздушных линий электропередачи	1,8	0,8	1,5	0,96
Респиратор	4	1,0	2	2
Рукавицы специальные	10	0,9	1	9
Сапоги резиновые	0,5	0,3	0,5	0,3
Светильник ручной переносный (12 В)	1,6	0,8	1	1,28
Стекла для сварщиков	4	1,0	1	4
Установка водовоздушного душирования	0,1	0,6	4	0,02
Щитки защитные лицевые для электросварщиков	1,2	1	1	1,2

Приложение 18
к Методике расчета норм
потребности в средствах малой
механизации, механизированном,
ручном инструменте и
специальных приспособлениях
для ремонтно-эксплуатационного
обслуживания гидроэлектростанций

Инвентарь разного назначения

Наименование	Количество оснастки на 10 чел., шт.	Коэффициент использования	Срок службы, год	Восполнение на один капремонт, шт.
Аптечка	0,2	1,0	1	0,2
Б р у с о к шлифовальный	1,8	1,0	-	1,8
Ведро	0,6	1,0	1	0,6
Верстак слесарный	1	1	5	0,2
Вилки, розетки	0,68	1,0	-	0,68
Воронка	0,2	0,8	1	0,16
Горн переносный ручной	0,4	0,5	1	0,2
Ерш	1,14	0,2	0,5	0,45
Замок висячий	0,2	1,0	1	0,2

Заглушка	0,24	0,6	1	0,14
Иглы швейные ручные	2	1,0	-	2
И г л а бандажировочная	0,5	0,9	-	0,45
Канат стальной	30 м	0,2	-	6
Клин деревянный	5	-	-	5
Кисти и щетки малярные	1,2	-	-	1,2
Киянка деревянная	0,7	0,5	0,5	0,7
Контейнер для хранения бригадного инструмента	1	0,8	4	0,2
Круг войлочный для обработки металлических изделий	0,63	0,8	1	0,5
Лопата	0,4	0,5	1	0,2
Лампа паяльная	0,2	1	2	0,1
Мелок отметочный	10	0,5	-	5
Молоток-гвоздодер	0,25	0,5	1	0,13
Наковальня стальная	0,08	0,5	10	0,004
Ножницы портняжные	0,32	0,3	1	0,09
Отвес строительный	0,7	0,5	2	0,18
Пульверизатор	0,13	0,3	3	0,01
Приспособление крепежное для резиновых рукавов	0,2	0,2	1	0,04
Сексторез	0,25	0,8	1	0,2
Стетоскоп	0,2	0,6	3	0,04
Топор плотничный	0,84	0,5	1	0,42
Фонарь карманный электрический	1	0,5	-	0,5
Шило монтерское	0,2	0,3	1	0,06
Шкурка шлифовальная тканевая	10 м	-	-	10 м
Шкурка шлифовальная бумажная	10 м	-	-	10 м
Шприц смазочный штоковый	0,2	0,8	1	0,16

Методические указания по применению неполнофазных режимов работы основного электрооборудования электроустановок 330-1150 килвольт

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по применению неполнофазных режимов работы основного электрооборудования электроустановок 330–1150 килвольт (далее – кВ) (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Методические указания содержат основные положения по применению на подстанциях и в открытых распределительных устройствах (далее – ОРУ) электрических станций 330–1150 кВ неполнофазных режимов работы автотрансформаторов (трансформаторов) и шунтирующих реакторов, выполненных в виде трехфазных групп из однофазных единиц.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методические указания предназначены для персонала проектных, научных и эксплуатационных организаций в области электроэнергетики. При проектировании подстанций они применяются только при выборе отдельных конструкций ОРУ и его заземляющего устройства, при выборе схемы управления коммутационными аппаратами и аппаратуры релейной защиты с целью обеспечения возможности применения таких режимов.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) неполнофазный режим

режим, возникающий при отключении (или включении) не всеми фазами сторон высшего напряжения (далее - ВН) или среднего напряжения (далее - СН).

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

4. Рекомендуемые настоящими Методическими указаниями мероприятия подготавливаются заранее (до использования неполнофазных режимов), так как эти

режимы возникают неожиданно в процессе переключений в электрических установках или действий устройств релейной защиты и автоматики.

5. В указанном ниже объеме действий персонала предусматриваются работы по осуществлению неполнофазного режима, определяемого наихудшими условиями его реализации.

6. Основной целью применения неполнофазных режимов работы автотрансформаторов (далее - АТ) и шунтирующих реакторов (далее - ШР) в электрических сетях напряжением 330-1150 кВ является сохранение в эксплуатации надежности электроснабжения потребителей при выводе в ремонт планового и послеаварийного фаз оборудования.

7. Применение неполнофазных режимов работы автотрансформаторов и шунтирующих реакторов предназначено для подстанций (далее - ПС) 330, 500, 750 и 1150 кВ с трехфазными группами из однофазных единиц оборудования.

8. В настоящих Методических указаниях приводится порядок определения:

1) параметров несимметрии и условий, ограничивающих применение таких режимов;

2) перегрузки генераторов электростанций, опасных и мешающих влияний на линии связи, возможности перекрытия и горения дуги на искровых промежутках, шунтирующих гирлянды изоляторов тросов, настройки релейной защиты и автоматики, электробезопасности и термической стойкости заземляющих устройств;

3) возможности применения симметрирования возникших несимметричных режимов путем пофазного изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов;

4) дополнительных мероприятий по обеспечению защиты от повышений напряжений оборудования подстанции и линий.

9. При разработке мероприятий, обеспечивающих применение неполнофазных режимов работы автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, рассматриваются нормальные, послеаварийные и ремонтные схемы работы электрической сети и изменение схем ПС при оперативных и аварийных переключениях на данной и соседних по сети подстанциях.

10. Длительность неполнофазных режимов работы автотрансформаторов и шунтирующих реакторов составляет несколькими часами (при замене резервной фазы) и несколькими месяцами (при заводском ремонте поврежденной фазы и отсутствии резервной).

11. При оценке допустимости неполнофазного режима работы автотрансформатора или шунтирующего реактора рассчитываются параметры несимметрии на подстанции, где установлено оборудование и вдоль линий, отходящих от нее, и сравниваются с их ограничениями по условиям работы генераторов, влияния на сближенные с воздушными линиями (далее

ВЛ) сверхвысокого напряжения (далее - СВН) или пересекаемые линии связи, надежности работы релейной защиты, электробезопасности и термической стойкости заземляющих устройств (далее - ЗУ) распределительных устройств подстанций.

12. Возможное изменение качества электроэнергии, параметры несимметрии и дополнительные потери мощности и электроэнергии для сетей, смежных с сетями предприятия, применяющего неполнофазный режим работы автотрансформатора или шунтирующего реактора, согласовываются с их владельцами и оговариваются в соответствующих пунктах договоров о расчетах за электроэнергию.

Глава 2. Определение параметров несимметрии при неполнофазных режимах работы автотрансформаторов (трансформаторов) и шунтирующих реакторов

13. Для применения неполнофазных режимов работы автотрансформаторов и шунтирующих реакторов выполняется:

1) составляется первичная расчетная схема фрагмента электрической сети вокруг подстанции с автотрансформатором или шунтирующим реактором, который работает с неполным числом фаз.

Границы фрагмента применительно к шунтирующему реактору определяются подстанциями, присоединенными к противоположным концам линий электропередачи, отходящих от рассматриваемой подстанции. Применительно к автотрансформатору

подстанциями и РУ электрических станций, подключенных к противоположным концам линий, отходящих от рассматриваемой подстанции или распределительного устройства (далее

РУ) электростанций;

2) в расчетной схеме принимается наименьшее (по условиям работы энергосистемы в период применения неполнофазных режимов работы автотрансформатора или шунтирующего реактора) количество автотрансформаторов, генераторов и воздушных линий.

При длительном существовании неполнофазного режима рассматривают схемы, в которых отключают поочередно отдельные линии, автотрансформаторы или генераторы электростанции, примыкающие к подстанциям с оборудованием, работающим в неполнофазном режиме, и имеющие наименьшее из них продольное индуктивное сопротивление;

3) для принятого фрагмента сети составляется расчетная схема замещения. Часть за границами расчетного фрагмента электрической сети, примыкающая к граничным

подстанциям, представляется эквивалентными индуктивными сопротивлениями прямой, обратной и нулевой последовательностей, определенными при расчете короткого замыкания (далее

—
КЗ) на подстанциях и электродвижущей силы (далее

—
ЭДС), равными (по модулю) наибольшему рабочему напряжению,

—
по прямой последовательности.

При составлении схем замещения используются паспортные значения электрических параметров шунтирующего реактора или автотрансформатора (с учетом положения переключателя регулирование под нагрузкой (далее

—
РПН)) и расчетные значения параметров для воздушных линий;

4) расчет токов и напряжений при неполнофазных режимах работы автотрансформатора или шунтирующего реактора в неразветвленной сети выполняется аналитическим способом, используя соотношения, приведенные согласно таблице 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. Z_1, Z_2, Z_0

—
эквивалентные сопротивления схемы относительно выводов разрыва цепи по прямой, обратной и нулевой последовательностям соответственно, E_1 -эквивалентная ЭДС сети относительно этих выводов по прямой последовательности, полученная путем последовательно-параллельного свертывания схемы замещения.

При обратном развертывании схемы замещения получают распределение токов и напряжений по ее элементам

—
для разветвленных схем сети и сложных несимметричных режимов и при применении симметрирования расчет режима работы сети при неполнофазном режиме работы автотрансформатора или шунтирующего реактора по составленной схеме замещения выполняется вручную, или по программам для электронно-вычислительных машин, описанным в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям.

14. При расчетах определяют токи и напряжения по фазам и по последовательностям:

1) в начале и конце, в отдельных случаях и в промежуточных точках линий, прежде всего отходящих от подстанции с неполно-фазным режимом работы оборудования;

2) в обмотках высшего, среднего и низшего напряжений автотрансформаторов (трансформаторов);

3) на выводах генераторов.

15. Определяются токи через нейтрали автотрансформаторов (трансформаторов) и шунтирующих реакторов подстанций в границах расчетной схемы.

16. До применения неполнофазных режимов работы оборудования измеряются значения параметров несимметрии для элементов схемы, которые вызывают ограничение возможности применения режимов - токи и напряжения нулевой и обратной последовательностей в начале и конце отходящих линий, токи и напряжения обратной последовательности на выводах ближайших генераторов.

Измерения токов и напряжений по всем последовательностям производятся с помощью прибора анализа качества электроэнергии, подключаемого во вторичных цепях измерительных трансформаторов. Измеренные значения среднеквадратично (корень квадратный из суммы квадратов) складываются с расчетными значениями для соответствующих последовательностей при применении неполнофазных режимов работы оборудования. Полученные расчетные значения параметров несимметрии используются для дальнейшего анализа ограничения и настройки релейной защиты.

Глава 3. Способы снижения несимметрии в электрической сети режимах работы автотрансформаторов или шунтирующих реакторов

17. Когда применение неполнофазных режимов работы автотрансформаторов и шунтирующих реакторов ограничено или исключено тем, что параметры возникающей при этом несимметрии превышают допустимые значения, применяются способы симметрирования режимов линий и электрических сетей:

- 1) пофазное изменение коэффициентов трансформации автотрансформаторов;
- 2) перевод в неполнофазный режим шунтирующих реакторов.

18. Перевод в неполнофазный режим работы шунтирующих реакторов применяют для симметрирования режима сети с неполнофазным включенным автотрансформатором, если пофазное изменение коэффициентов трансформации недостаточно или невозможно из-за ненадежности РПН автотрансформатора. При неполнофазном режиме работы шунтирующего реактора способ применяется на подстанции на противоположном конце линии.

19. Симметрирование на удаленных подстанциях применяется для снижения токов обратной и нулевой последовательностей вдоль линии между данной подстанцией и подстанцией с неполнофазным режимом работы оборудования.

20. Путем пофазного регулирования коэффициента трансформации в технически возможных пределах регулирования РПН неполнофазно включенного автотрансформатора снижаются значения параметров несимметрии на 15 - 25% при его максимальной нагрузке. При этом для снижения тока нулевой последовательности в линии и в автотрансформаторе и несимметрии напряжения на стороне ВН коэффициент трансформации (с СН на ВН) увеличивается на отстающей от отключенной фазе или уменьшается на опережающей.

21. Для уменьшения тока и напряжения обратной последовательности в линии сверхвысокого напряжения и напряжения обратной последовательности на обмотке

среднего напряжения автотрансформатора производится обратное изменение коэффициентов трансформации согласно пункту 19 настоящих Методических указаний

22. Для снижения на 30-35% напряжений обратной последовательности на выводах обмоток применяется одинаковое снижение коэффициентов трансформации (с ВН на СН) на обеих включенных фазах автотрансформатора, работающего в неполнофазном режиме.

23. При неполнофазном режиме работы шунтирующего реактора симметрирование осуществляется путем пофазного изменения коэффициентов трансформации автотрансформаторов на той же подстанции в зависимости от длины отходящих линий и мощности подпитки короткого замыкания в этой точке со стороны примыкающих энергосистем. Это снижает токи и напряжения обратной и нулевой последовательности на 25 - 50%.

24. При изменении коэффициентов трансформации только на фазе, где шунтирующий реактор отключен, напряжения и токи по последовательностям с обеих сторон автотрансформатора изменяются встречно, при уменьшении параметров несимметрии со стороны обмотки высокого напряжения они повышаются со стороны обмотки среднего напряжения и наоборот.

25. Для снижения значений параметров несимметрии со стороны обмотки высокого напряжения при несколько меньшем повышении со стороны обмотки среднего напряжения рекомендуется увеличить коэффициенты трансформации в его включенных фазах. При этом во включенных фазах напряжения со стороны обмотки среднего напряжения снижаются, а высокого - повышаются.

При отключении двух фаз шунтирующего реактора при симметрировании пофазным регулированием коэффициентов трансформации закономерности изменения параметров несимметрии по фазам и последовательностям аналогичны изложенному выше.

26. Для симметрирования режимов электрической сети при неполнофазном режиме работы автотрансформатора используется неполнофазное включение установленного в этой точке шунтирующего реактора путем отключения одной его фазы в фазах сети с включенными фазами автотрансформатора. Это снижает на 15 - 25% напряжение и ток обратной последовательности в этой точке сети.

Глава 4. Указания по обеспечению рабочих режимов электрической сети при неполнофазной работе автотрансформаторов или шунтирующих реакторов

Параграф 1. Указания по обеспечению условий работы генераторов электростанций и приемников электроэнергии при неполнофазных режимах работы автотрансформаторов или шунтирующих реакторов

27. Перед применением неполнофазных режимов работы автотрансформаторов и шунтирующих реакторов на данной подстанции проверяются допустимость возникающей несимметрии токов и напряжений, прежде всего по значению тока обратной последовательности на выводах генераторов близлежащих электростанций.

28. Допускается длительная работа с неравенством токов в фазах, не превышающим 12% номинального для турбогенераторов и 20%

—
для синхронных компенсаторов и дизель-генераторов, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

Для гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения обмотки статора допускается разность токов в фазах 20% при мощности генератора 125 мега Вольт Ампер (далее - МВ

А) и ниже и 15%

—
при мощности свыше 125 МВ

А.

Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора допускается разность токов в фазах 10%.

В соответствии с существующими заводскими инструкциями значения токов обратной последовательности менее 5%

—
для турбогенераторов и 10%

—
для гидрогенераторов не являются опасными при их длительной работе.

29. Расчеты значений параметров несимметрии производятся при минимальном и максимальном числе включенных генераторов электростанции на период использования неполнофазного режима работы оборудования и по этим данным строятся зависимости значений параметров несимметрии от числа включенных генераторов для нормальной и ремонтных схем сети.

30. Полученные параметры несимметрии сравниваются с ограничениями, согласно пункта 28 настоящих Методических указаний и определяется минимальное число генераторов и максимальная нагрузка, допустимые по условиям работы генераторов при несимметричных режимах работы автотрансформатора или шунтирующего реактора.

31. При расчете токов обратной последовательности в турбогенераторах для большей точности и снижения расчетных токов в этой цепи генераторы в расчетной

схеме замещения учитываются индуктивным сопротивлением обратной последовательности, равным примерно 1,22 сверхпереходного сопротивления X''_d .

В остальных случаях принимается равенство сверхпереходного сопротивления и сопротивления обратной последовательности.

32. Если ток обратной последовательности или различие фазных токов превышают допустимый для генераторов уровень, то рассматриваются способы их снижения:

1) увеличение индуктивного сопротивления цепи между местом неполнофазного включения оборудования и генераторами;

2) снижение индуктивного сопротивления остальной части сети относительно места неполнофазного включения оборудования путем включения параллельных линий и автотрансформаторов, в том числе и на удаленных подстанциях;

3) снижение коэффициентов трансформации автотрансформаторов в указанной выше части сети во всех трех фазах;

4) симметрирование нормального режима путем пофазного регулирования коэффициентов трансформации автотрансформаторов в месте неполнофазного включения оборудования;

5) увеличение количества параллельно работающих генераторов.

33. Если при неполнофазном включении автотрансформатора, согласно пункту 32 настоящих Методических указаний, указанными мероприятиями окажется невозможным снижение значений параметров несимметрии до требуемых, производится снижение передаваемой через него активной мощности.

34. Для генераторов электростанций ограничение работы контролируется по току обратной последовательности по формуле:

$$t = A \cdot I_2^2$$

(1)

где t

—
время, секунд (далее

—
сек.):

A

—
постоянная величина, зависящая от типа генератора;

I_2

—
ток обратной последовательности в долях от номинального тока генератора.

35. Для приемников электроэнергии I и II категории, присоединенных к шинам подстанции с неполнофазным режимом работы оборудования или смежных с ней,

значения коэффициентов по обратной и нулевой последовательностям напряжения непосредственно на шинах потребителя не превышают нормально (с вероятностью 0,95 в течение каждых суток) 2% и максимально (остальная часть суток) 4%. При неполнофазном режиме работы автотрансформатора допускаются коэффициенты по обратной и нулевой последовательностям напряжения 4%

—
нормально и 6%

—
максимально. При наличии в составе потребителя синхронных машин показатели несимметрии и их допустимость для них определяют согласно пункту 28 настоящих Методических указаний.

Параграф 2. Указания по ограничению влияния на линии связи, сближенные с ВЛ СВН неполнофазных режимов работы автотрансформаторов или шунтирующих реакторов

36. При решении вопроса о применении неполнофазного режима работы автотрансформатора или шунтирующего реактора оценивается влияние на линии связи (далее - ЛС), сближенные или пересекающие ВЛ СВН, связанные с местом включения этого оборудования.

37. Ограничивающими факторами являются продольные ЭДС на проводах цепей линии связи, индуцируемые токами несимметрии, протекающими вдоль ВЛ СВН кратковременно при однополюсных коротких замыканиях и длительно при неполнофазном режиме работы оборудования.

Допустимость такого режима для ЛС определяется по опасным влияниям (далее - ОВ) для персонала и оборудования индуктированной продольной ЭДС в проводах ЛС на длине гальванически неразделенного участка сближения. Их кратковременно допустимые значения составляют для воздушных ЛС с деревянными опорами при однополюсном коротком замыкании и времени отключения поврежденного участка до 0,15 сек. - 2000 Вольт (далее

—
В), до 0,3 сек.

—
1500 В, до 0,6 сек.- 1000 В и до 1,2 сек. и выше - 750 В.

Длительно допустимое значение ОВ при неполнофазном режиме работы оборудования зависит от конструкции ЛС и длительности несимметричного режима и составляет при длительности менее и более 2 часов. соответственно:

1) для ЛС с деревянными опорами и с железобетонными приставками

—
120 и 60 В;

2) для ЛС с железобетонными опорами

70 и 36 В;

3) для кабельных линий - 70 и 36 В.

38. Нормируется допустимое значение напряжения шума, определяемое как разность индуктированных напряжений на паре проводов, подходящих к зажимам телефонного коммутатора или аппарата, которая не превышает 1,5 милли Вольт (далее мВ).

39. При переводе ВЛ СВН в длительный неполнофазный режим работы оборудования ее обслуживающий персонал уведомляет персонал эксплуатационно-территориального управления связи и эксплуатационного технического узла связи (далее - ЭТУС), отвечающего за работу сближенных ЛС.

40. Кратковременные ОВ на сближенные линии связи ВЛ СВН, связанной с неполнофазно включенным автотрансформатором или шунтирующим реактором, будут не выше допустимых.

41. Длительные ОВ определяются током в земле, протекающим вдоль ВЛ при неполнофазном режиме работы связанного с ней автотрансформатора или шунтирующего реактора и равным утроенному току нулевой последовательности I_0 . При изолированных и односторонне заземленных на анкерных участках грозозащитных тросах длительные ОВ $U_{\text{дов}}$ на сближенных с линией СВН линиях связи определяется:

$$U_{\text{дов}} = U_{\text{ков}} \cdot 3 I_0 / I_{\text{кз}}, \quad (2)$$

где $U_{\text{ков}}$

кратковременное значение ОВ, принимаемое в соответствии с проектом ВЛ СВН для данной линии связи;

$I_{\text{кз}}$
ток однофазного КЗ, протекающий вдоль ВЛ на участке сближения с ЛС, принимаемый в соответствии с проектом и равный утроенному току нулевой последовательности при этом КЗ.

Если проект данной линии в части защиты ЛС от влияния отсутствует, $U_{\text{ков}}$ принимают равным 1200 В (максимальные значения из расчетных в проектах), а $I_{\text{кз}}$ в соответствии с расчетом для схемы замещения.

42. Для ВЛ СВН с заземленными проводящими грозозащитными тросами длительное ОВ снижается в соответствии с коэффициентом экранирования, равным 0,6 для ВЛ с одним заземленным тросом, 0,52

с двумя.

43. Мешающие влияния ВЛ СВН на сближенные ЛС при неполнофазных режимах работы автотрансформатора или шунтирующего реактора определяются возрастанием тока в земле, утроенным током нулевой последовательности вдоль этой линии.

При изолированных и односторонне заземленных на анкерных участках грозозащитных тросах $U_{МВ}$ определяются:

$$U_{МВ} = U_{МВ.пр}$$

$$3I_0 / I_{з.расч} \quad (3)$$

где $U_{МВ}$

уровень МВ при неполнофазном режиме работы автотрансформатора или шунтирующего реактора;

$$U_{МВ.пр}$$

проектный уровень МВ для данной ЛС;

$$I_{з.расч}$$

расчетный ток в нейтрали автотрансформатора или вдоль линии, принимаемый при проектировании для линий 220-330 кило Вольт (далее

кВ)

10 Ампер (далее

А), для 400-500 кВ

15 А, для 750 кВ

20 А.

Для ВЛ СВН с заземленными проводящими грозозащитными тросами $U_{МВ}$ снижается.

44. Снижение длительных ОВ и МВ при неполнофазном режиме работы автотрансформатора или шунтирующего реактора обеспечивают путем уменьшения тока в земле вдоль линии способами:

1) снижением индуктивного сопротивления системы, примыкающей к месту неполнофазного включения оборудования, например, подключением дополнительно автотрансформаторов или трансформаторов на холостом ходу, у которых хотя бы одна из обмоток соединена по схеме "треугольник";

2) симметрированием напряжений путем пофазного регулирования коэффициентов трансформации у автотрансформаторов на конце линии, примыкающей к месту неполнофазного включения оборудования, и в отдельных случаях

на ее противоположном конце;

3) увеличением числа параллельных автотрансформаторов или отходящих линий, подключенных к месту неполнофазного включения автотрансформатора или шунтирующего реактора;

4) повышением индуктивного сопротивления системы, примыкающей к противоположному от места неполнофазного включения оборудования концу рассматриваемой ВЛ СВН путем.

45. Если приведенные выше мероприятия недостаточно ограничивают МВ, то для радиофикационных ЛС, а также линий местной телефонной связи по согласованию с ЭТУС допускается на время неполнофазного режима работы автотрансформатора или шунтирующего реактора превышение нормируемого уровня МВ не более чем в 1,5 - 2,0 раза.

Параграф 3. Указания по обеспечению работы грозозащитных тросов ВЛ СВН при неполнофазных режимах работы автотрансформаторов или шунтирующих реакторов

46. Для изолированных и заземленных с одного конца анкерного пролета участков тросов длина анкерного пролета в километрах, для которого не принимаются специальные меры по исключению возможности горения дуги, составит:

$$I = 0,16 / (3I_0 \cdot 0,25) = 0,213 / I_0 \text{ или } I$$

$$I_0 = 0,21, \quad (4)$$

где I_0

ток нулевой последовательности вдоль линии при неполнофазном включении автотрансформатора или шунтирующего реактора, кило Ампер (далее

кА).

При неполнофазном режиме работы шунтирующего реактора, когда ток нулевой последовательности линии находится в пределах 15 - 20 А, при длине анкерного пролета около 10 - 12 километров обеспечится успешное гашение дуги.

При неполнофазном режиме работы автотрансформатора в развитой сети, когда от подстанции, где он установлен, отходят другие линии, или установлены другие автотрансформаторы и трансформаторы с суммарной мощностью обмоток, соединенных по схеме "треугольник", близкой или выше мощности такой обмотки у неполнофазно включенного АТ, условия работы искрового промежутка (далее

ИП) на изоляторах грозозащитных тросов аналогичны изложенному выше.

47. В неразвитых схемах, где ток нулевой последовательности вдоль ВЛ высок, проводят мероприятия:

1) заземление изолированных концов участков тросов и на втором конце анкерного участка линии;

2) секционирование троса по длине анкерного пролета линии на два и более изолированных участка путем врезки в трос шунтированного ИП, и заземление вновь образованного участка шунтированием подвесного изолятора в этой точке.

48. При использовании проводящих грозозащитных тросов, заземленных по концам и в промежуточных точках линии, при неполнофазных режимах работы ШР специальных мероприятий не требуется.

При неполнофазном режиме работы автотрансформатора напряжения на тросах в промежуточных между местами заземления точках выше и достигают 1,0 - 2,0 кВ, поэтому дополнительно заземляются тросы в этих точках через высокочастотные дроссели.

49. В случае невыполнения на линии указанных специальных мероприятий при неполнофазном режиме работы автотрансформатора ограничивается его нагрузка.

Параграф 4. Указания по обеспечению функционирования релейной защиты при неполнофазных режимах работы автотрансформаторов или шунтирующих реакторов

50. Для применения длительного неполнофазного режима работы автотрансформатора или шунтирующего реактора на подстанции проверяются отстройки установленных значений уставок релейной защиты от параметров несимметрии.

51. Проверяются уставки устройств релейной защиты элементов подстанции с неполнофазно работающим автотрансформатором или шунтирующим реактором и элементов конечных подстанций в пределах выбранного фрагмента сети.

52. Проверяются уставки защит и устройств, которые обладают низкими уставками по длительным токам и напряжениям обратной и нулевой последовательностей.

53. Проверка отстройки уставок релейной защиты в длительных неполнофазных режимах производится по расчетным значениям токов и напряжений. Уставки релейной защиты корректируются после практического осуществления неполнофазного режима.

Исходными являются схемы замещения прямой и нулевой последовательностей сети.

Значения переходных ЭДС генераторов обеспечиваются заданными токами полнофазного нагрузочного режима в месте последующего разрыва фазы автотрансформатора. В расчетах неполнофазного режима шунтирующего реактора ЭДС всех генераторов принимаются равными наибольшему рабочему напряжению.

54. С защитами автотрансформатора производятся следующие действия:

1) при выполнении двухступенчатой дистанционной защиты, устанавливаемой на автотрансформаторе, работающем тремя или двумя фазами, с использованием электромеханических реле проверяют отстройку пусковых органов устройства блокировки при качаниях типа КРБ (от качаний) от несимметрии, возникающей в длительном неполнофазном режиме, так как данное устройство реагирует на сочетание величин обратной и нулевой последовательностей;

2) проверяют уставки трехступенчатой токовой защиты нулевой последовательности, установленной на автотрансформаторе с учетом условий короткого замыкания в неполно-фазном режиме и отстройку уставки третьей ступени от тока нулевой последовательности в длительном неполнофазном режиме автотрансформатора или шунтирующего реактора.

При отсутствии отстройки уставок ступеней и невозможности дальнейшего заглубления уставок устанавливают контроль срабатывания указанных ступеней токовой защиты нулевой последовательности с помощью устройства блокировки при качаниях, реагирующего на DI_2 . При выполнении релейной защиты на интегральных микросхемах (в шкафах серии ШЭ2100) используется устройство, входящее в состав дистанционной защиты (ШЭ2102), а при выполнении дистанционной защиты на электромеханических реле используется устройство при применении его вместо устройства блокировки при качаниях типа комплекта реле блокировки (далее

—
КРБ):

1) выводится из действия путем отсоединения цепей напряжения защита от напряжения нулевой последовательности ($3U_0$) обмотки низшего напряжения автотрансформатора, работающего двумя фазами;

2) при неполнофазной работе автотрансформатора выводятся из действия установленная на нем защита от неполно-фазного режима;

3) осуществляется проверка отстройки уставки по току обратной последовательности защиты, установленной на АТ.

55. Защиты шунтирующего и компенсационного реакторов проверяются отстройкой уставок двухступенчатой токовой защиты нулевой последовательности, установленной на шунтирующем реакторе. При отсутствии отстройки уставок ступеней данной защиты и недопустимости их дальнейшего загробления вторичная ступень токовой защиты нулевой последовательности выводится из действия.

56. В комплекте защит обмоток вольтодобавочного трансформатора продольно-поперечного регулирования предусматривается реле от внутренних повреждений, реагирующее на фазный ток с торможением от тока нулевой последовательности для отстройки от коротких замыканий на сторонах высшего и среднего напряжений автотрансформатора. Проверяют степень загробления реле и изменяют коэффициент торможения для повышения отстройки реле в этом режиме.

57. Во всех дифференциальных защитах шин выводится устройство контроля целостности токовых цепей.

58. По условиям нагрева статора синхронного компенсатора не допускается протекание в его цепи тока обратной последовательности, превышающего 5% номинального тока.

59. Для высокой частоты (далее

ВЧ) защиты линии: если пусковые органы аппаратуры ВЧ канала не отстраняются от несимметрии, появляющейся при длительном неполнофазном режиме работы автотрансформатора или шунтирующего реактора, то ее выводят из действия. Для отстройки защиты, учитывается возможность загробления пусковых органов защиты в допустимых пределах, а с другой,

снижения уровня несимметрии путем ограничения мощности, передаваемой по цепи автотрансформатора, работающего неполным числом фаз.

При выполнении трехступенчатой дистанционной защиты линии на электромеханических реле проверяется отстройка пусковых органов блокировки при качаниях типа КРБ от несимметрии в неполнофазном режиме автотрансформатора или шунтирующего реактора и загробляют их в допустимых пределах.

Проверяется отстройка уставки четырехступенчатой токовой защиты нулевой последовательности с учетом условий короткого замыкания (для первой и второй ступеней), отстройка уставок третьей и четвертой ступеней от тока нулевой последовательности при длительном неполнофазном режиме автотрансформатора и шунтирующего реактора.

При отсутствии отстройки уставок четвертой и третьей ступеней защиты рассматривается возможность ограничения мощности, протекающей по цепи автотрансформатора, работающего неполным числом фаз.

Параграф 5. Указания по обеспечению защиты от повышений напряжения подстанции при неполнофазных режимах работы ее автотрансформаторов или шунтирующих реакторов

60. Уточняются уставки по напряжению и времени защиты от повышений напряжений подстанции при неполнофазных режимах работы автотрансформатора или шунтирующего реактора с учетом изменения расчетных условий, принятых при ее проектировании, на текущий момент и вывода защитной аппаратуры в фазах с отключенным оборудованием.

61. Для ограничения квазистационарных перенапряжений при неполнофазном включении ШР выполняются дополнительно мероприятия:

1) плановое включение и отключение линии осуществляется так, чтобы в период одностороннего включения линии неполнофазно включенный ШР находился на включаемом под напряжение конце линии;

2) для обеспечения аналогичного порядка включения при ОАПВ или ТАПВ изменяются выдержки времени на полукомплектах АПВ по концам линии;

3) при коротких замыканиях на линии используется передача телесигнала от релейной защиты конца линии, где применено неполнофазное включение ШР, на отключение ее противоположного конца или ускорение его релейных защит и с задержкой отключения конца с неполнофазно включенным ШР;

4) вводят задержку по времени срабатывания первых ступеней релейных защит на конце линии с неполнофазно включенным ШР в условиях чтобы задержка перекрывала возможную каскадность отключения линии вследствие разбросов действия полукомплектов релейной защиты и выключателей по концам линии;

5) при применении неполнофазного режима работы ШР на тупиковой подстанции отключение линии от ее релейных защит осуществляется на стороне среднего напряжения автотрансформатора;

6) при квазистационарных перенапряжениях, превышающих допустимые по условиям гашения дуги, сопровождающие токи в вентильном разряднике или по термической стойкости нелинейных ограничителей перенапряжений, выводятся из действия однофазного автоматического повторного включения (далее

—
ОАПВ) и трехфазного автоматического повторного включения (далее - ТАПВ).

62. При неполнофазном включении автотрансформатора появляется небольшое (2-3%) повышение установившихся перенапряжений, если линия односторонне включается со стороны ПС с неполнофазно включенным АТ.

63. Если неполнофазное включение АТ применяется для единственной на ПС группы трансформаторов или реакторов, то возникает режим неполнофазного включения линии с появлением на линиях с ШР резонансных перенапряжений на отключенной фазе ВЛ.

Для ограничения длительности таких повышений напряжений во вторую ступень типовой автоматики от повышения напряжения дополнительно вводится промежуточное реле или реле времени со второй выдержкой времени автоматики (10 - 15 сек.), с которой она действует на отключение одного из включенных реакторов на любом конце линии.

64. При неполнофазно включенном ШР коммутационные перенапряжения на фазах без ШР имеют такое же значение, как и при отключении всей группы ШР, а на фазах с ШР

—
как при ее наличии,

Если коммутационные перенапряжения на фазе ВЛ с отключенной фазой ШР превышают допустимый уровень, рекомендуются мероприятия или их сочетание:

1) демонтаж или отсоединение спуска от ошиновки реактора к его вводу с последующим подключением обратно выключателем или разъединителем оставшейся части ошиновки вместе с разрядником ограничителя перенапряжений (далее - ОПН). При этом помнят что в одноименных фазах различного оборудования стоят защитные аппараты с одинаковым уровнем защиты (по два разрядника или по два ОПН);

2) вводят задержку по времени в релейные защиты и линейную автоматику так, чтобы конец линии с неполнофазно включенным ШР включался первым и отключался последним;

3) если при программированном включении и отключении линии коммутационные перенапряжения не превышают минимального значения пробивного напряжения ИП, то устанавливают на натяжной гирлянде линейного портала подстанции в фазе, где ШР отсоединен, защитный воздушный ИП.

Пробивное напряжение ИП выбирают с вероятностью 0,997 (35) равным по отношению к наибольшему рабочему напряжению:

- 1) 2,7 - для ВЛ 330 кВ;
- 2) 2,5 - для ВЛ 500 кВ;
- 3) 2,1 - для ВЛ 750 кВ.

Для распределительных устройств со сниженными уровнями изоляции, защищаемых ограничителями перенапряжений нелинейными с уровнем ограничения не более 1,8, ИП не применяются.

65. На значения коммутационных перенапряжений в линии неполнофазное включение АТ не влияет, поэтому в этом случае дополнительные мероприятия по их ограничению не выполняются.

66. Отключение вместе с фазой ШР ее разрядника влияет на защиту от набегающих волн грозových перенапряжений оставшейся цепи ШР, надежность которой снизится почти вдвое. Надежность грозозащиты остальной части ПС снижается на 10 - 20% в зависимости от стадии развития.

67. Для подстанции в тупиковом режиме с одним АТ при неполнофазном включении АТ для сохранения в грозозащите подстанции разрядника выведенной фазы АТ отсоединяются спуски от шин к выводам отсоединяемой фазы АТ и ошиновку, соединяющую выводы его обмотки низшего напряжения с другими фазами. Собирают схему включением выключателей и разъединителей. Разрядники на обмотке низшего напряжения АТ, соединенной в открытый треугольник, сохраняются присоединенными к открытым концам этой обмотки включенных фаз АТ.

Параграф 6. Указания по обеспечению электробезопасности и термической стойкости заземляющих устройств подстанций при неполнофазных режимах работы автотрансформаторов или шунтирующих реакторов

68. При неполнофазной работе АТ или ШР для обеспечения термической стойкости заземляющего устройства (далее

ЗУ) длительный ток при входном сопротивлении ЗУ относительно ввода тока $R_0=0,25$ Ом не превышает 650 А.

При отличии сопротивления ЗУ, равного R_n от приведенного, допустимый ток определяется:

$$I_{\text{доп}} = R_0$$

$$I_0 / R_n \quad (5)$$

69. Для длительной работы подстанции в неполнофазных режимах работы АТ или ШР допустимое напряжение прикосновения U не превышает 36 В. При равномерной сетке из заземляющих электродов, охватывающей всю территорию ОРУ, и входном сопротивлении ЗУ 0,25 Ом это значение не превышает ни в одной точке ЗУ при токе до 550 А. При отличии сопротивления ЗУ от указанного значения, допустимый ток пересчитывается по формуле (5) пункта 68 настоящих Методических указаний. Входное сопротивление определяется непосредственным измерением в ОРУ перед переводом в неполнофазный режим и по данным проекта.

70. Указанные токи определяются при условии, что заземляющие спуски АТ или ШР присоединены в месте пересечения горизонтальных электродов ЗУ, прокладываемых под прямым углом по четырем направлениям от места присоединения заземляющих спусков.

При решении вопроса о применении неполнофазных режимов работы АТ или ШР проверяются целостность и способ присоединения заземляющих спусков к электродам ЗУ.

71. Если с учетом естественных заземлителей (железобетонных фундаментов) ЗУ при расположении его в пределах территории размещения оборудования не удовлетворяет требуемым значениям электрических характеристик, в зоне расположения подстанции возможно сооружение заземления с требуемыми характеристиками, ЗУ расширяют за пределы территории размещения оборудования. Расширение производится прокладкой дополнительных горизонтальных заземлителей, соединенных с основным не менее чем в четырех местах при расширении основного ЗУ во все стороны и в двух

во всех остальных случаях.

72. Если требуемые характеристики ЗУ не обеспечиваются его расширением в пределах территории подстанции, то сооружается выносной локальный заземлитель, расположенный вблизи подстанции в местах с низким удельным сопротивлением грунта.

Локальный заземлитель представляет собой горизонтальный заземлитель с вертикальными заземлителями либо без них, который выполняется в виде многоугольника с тупыми или скошенными углами, прокладываемый на глубине не менее 1 м. При возможности противоположные стороны локального заземлителя соединены горизонтальными заземлителями. Соединение этого заземлителя с основным ЗУ осуществляется с помощью не менее двух горизонтальных заземлителей (при расстоянии до 500 метров), воздушных или кабельных линий.

73. Если ЗУ спроектировано по напряжению прикосновения, то проверка термической стойкости контура при длительном неполнофазном режиме проводится исходя из предельной температуры нагрева контура 80

С.

Глава 5. Указания по изменению распределительного устройства подстанции для обеспечения применения неполнофазных режимов работы автотрансформаторов или шунтирующих реакторов

74. Для обеспечения возможности применения неполнофазных режимов работы выведенная фаза автотрансформатора или шунтирующего реактора отсоединяется от ошиновки: АТ

со стороны выводов всех трех обмоток и групповой нейтрали, ШР

со стороны выводов высокого напряжения и групповой нейтрали. Выводы обмотки низшего напряжения выведенной фазы АТ отсоединяются от соответствующих выводов обмоток других фаз. Отсоединенные выводы АТ или ШР до выкатки их из ячейки заземляют переносными заземляющими проводниками.

Указанное осуществляется:

1) для гибкой ошиновки

—
путем отсоединения на двух концах и демонтажа спуска от ошиновки к выводу автотрансформатора или шунтирующего реактора;

2) для жесткой - путем демонтажа соответствующего участка шинпровода.

75. Выполнение мероприятий согласно пункту 74 настоящих Методических указаний используется в системе защиты от перенапряжений разрядников отключенных фаз оборудования.

После демонтажа спусков отключенные разъединители и выключатели в цепи АТ или ШР включаются вновь.

76. Если фаза автотрансформатора или шунтирующего реактора или ее элементы имеют прогрессирующие дефекты, а трехфазное отключение этого оборудования приводит к выводу из работы линии электропередачи и нарушению электроснабжения, то для сокращения времени его перевода в неполнофазный режим работы выключатели и разъединители в его цепях переводятся на пофазное управление.

77. При возникновении ограничения передаваемой мощности, обусловленного требованиями электробезопасности или термической стойкости ЗУ распределительного устройства при протекании через него тока от общей нейтрали автотрансформатора или шунтирующего реактора, принимаются меры по снижению входного сопротивления ЗУ. Это выполняется путем его расширения или сооружения выносного заземлителя. Временно прокладывается провод, соединяющий этот заземлитель с ЗУ, по поверхности земли, с соблюдением требований Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907).

78. Типовое устройство контроля изоляции вводов (далее - КИВ) на высоковольтных вводах при неполнофазном режиме работы автотрансформатора или шунтирующего реактора выводятся из работы.

79. При длительных неполнофазных режимах работы автотрансформатора или шунтирующего реактора двухэлементные счетчики электрической энергии на присоединениях в зоне неполнофазно включенного оборудования заменяют на три однофазных счетчика

—
по одному на каждую фазу.

80. Для перевода в неполнофазный режим работы автотрансформатора или шунтирующего реактора с промежуточным выводом питания собственных нужд и местных потребителей от обмотки АТ, соединенной по схеме "треугольник", или ответвления ШР переводится на резервный источник питания.

81. Дифференциальная защита реактора и автотрансформатора для неполнофазного режима работы выполняют пофазной. Резервную защиту по току нулевой последовательности в случае неполнофазного режима работы АТ

—
загружается, а ШР

—
выводится из работы.

82. При переводе АТ или ШР в неполнофазный режим на 10-20% повышается напряженность электрического поля вблизи крайних фаз ошинок на участках, где отключена одна ее фаза, большие значения относятся к отключению средней фазы. На этих участках сокращается продолжительность обхода дежурным персоналом, а при производстве ремонтных работ производится дополнительное экранирование рабочих мест переносными экранами.

83. Питание собственных нужд подстанции переводится на обмотки других трансформаторов подстанций (далее

—
ПС) или схему питания от резервных линий 10 - 35 кВ.

84. При установке в нейтрали автотрансформатора реакторно-резисторных устройств для ограничения токов короткого замыкания при переводе АТ в неполнофазный режим указанные устройства шунтируют (разъединителем).

85. Если между точками заземления трансформаторов напряжения, измерительных приборов и устройств релейной защиты при неполнофазном режиме работы оборудования возможна большая разность потенциалов, то для выравнивания потенциалов параллельно контрольным кабелям по поверхности земли прокладывают сталеалюминиевый провод большего, чем оболочка контрольного кабеля, сечения.

Глава 6. Указания по ведению режимов линий электрической сети неполнофазно включенным автотрансформатором или шунтирующим реактором

86. Параметры несимметрии, превышающие допустимые значения, снижаются путем изменения схемы количества генераторов, включенных трансформаторов, в том числе и холостых, отходящих линий. Если этого недостаточно, то применяют симметрирование режима сети пофазным изменением коэффициентов трансформации автотрансформаторов.

87. Контролируется изменение всех параметров несимметрии. Из изменений схем и условий симметрирования выбирается то сочетание, при котором превышение допустимых значений минимальны или отсутствуют.

88. Если в расчетной схеме параметры несимметрии превышают допустимые значения, детально анализируется возможный суточный график нагрузки примыкающих линии.

Используя возможный график нагрузки, строится зависимость параметров несимметрии от времени суток и сравнивается с имеющимися ограничениями по несимметрии.

89. Выбирается способ использования АТ при неполнофазном режиме его работы согласно пункту 88 настоящих Методических указаний:

1) постоянное включение АТ с разгрузкой генераторов в отправной энергосистеме и линий на величину, обеспечивающую соответствие нагрузки данной ВЛ СВН допустимым по несимметрии токов и напряжений значениям, применяется до начала ремонтных работ на автотрансформаторе;

2) включение АТ в заданный период времени, допускающий повышенные уровни несимметрии (на 2 часа

—
по опасным влияниям на линии связи, на 2 - 4 часа

—
по условиям нагрева турбогенераторов), осуществляется во время ремонтных работ на АТ, если жестко регламентируют время их перерыва и включения линии в работу.

90. При неполнофазном режиме работы шунтирующего реактора параметры несимметрии определяются только его током и не зависят от мощности, передаваемой по линии.

91. Пример расчета и выполнения мероприятий для введения неполнофазного режима работы шунтирующего реактора 750 кВ, установленного на линии электропередачи 750 кВ, приведен в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям.

92. Протокол введения неполнофазного режима работы автотрансформатора (шунтирующего реактора на подстанции) приведен по форме согласно приложения 4 к настоящим Методическим указаниям.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
применению неполнофазных
режимов работы основного
электрооборудования
электроустановок 330-1150 киловольт

**Краткая характеристика основных программ для ЭВМ, применяемых для расчета
неполнофазных режимов**

Для расчета несимметричных установившихся режимов трехфазных сетей применяется программа "Фазан"

—
фазный анализатор несимметрии.

Программа используется для решения задач:

- 1) расчет эквивалентных электрических параметров ВЛ с известными конструктивными характеристиками;
- 2) расчет П-образных схем замещения произвольных трехфазных двухполюсников: двухобмоточных трансформаторов, ВЛ и т.п.;
- 3) анализ распределения токов и напряжений вдоль силовых фаз и тросов ВЛ;
- 4) расчет режима в сложной трехфазной сети, возникающего в циклах ОАПВ и при иных неполнофазных режимах;
- 5) обнаружение возможности резонанса напряжений на ВЛ;
- 6) определение значений наведенных напряжений на отключенных в течение ремонта фазах;
- 7) вычисление значений стекающих в месте повреждения токов на неотключенных фазах;
- 8) оценка эффективности мероприятий по симметрированию нормальных и послеаварийных режимов;
- 9) расчет уставок релейной защиты, в том числе в низковольтных сетях.

Для проверки и уточнения параметров релейной защиты расчеты выполняются с использованием персональных ЭВМ с помощью версии программы ТКЗ-3000. Программа производит расчеты электрических величин при повреждениях в сложной трехфазной симметричной сети любого напряжения и рассчитывает уставки релейной защиты. Она моделирует сеть объемом до 3000 узлов и 7500 ветвей. Количество ветвей, связанных взаимной индукцией в схеме нулевой последовательности,

—
до 2000; максимальное количество в одной группе электромагнитно связанных ветвей

—
20. С ее помощью рассчитываются все виды электрических величин в симметричных и фазных составляющих, а также всевозможные отношения U/I при однократных продольных и поперечных видах несимметрии с учетом активных сопротивлений и отличия сопротивлений прямой и обратной, а также нулевой последовательностей. При этом производят коммутацию, а также изменяют параметры элементов сети в отдельных режимах вариантных расчетов.

Для использования комплекса требуется ПЭВМ IBM PC/AT со свободной оперативной памятью не менее 540 кбайт и свободным пространством на жестком диске не менее 3 Мбайт.

Модули по расчету электрических величин при сложных повреждениях в электрической сети выполняют расчеты электрических величин при неограниченном количестве одновременных повреждений в сети: короткие замыкания в узлах схемы, короткие замыкания в промежуточных точках ветвей (линии), обрыв ветвей, обрыв ветви с одновременным замыканием в месте обрыва.

В программе предусмотрено несколько возможностей учета предшествующего режима.

В программе для расчета неполнофазных режимов линий электропередачи задаются удельные параметры по прямой, обратной и нулевой последовательностям элементов электрической сети.

Наиболее точно турбогенераторы для токов обратной последовательности учитываются сопротивлением обратной последовательности X_2 , равным примерно $1,22$ сверхпереходного сопротивления X_d'' , однако допустимо принимать $X_2 = X_d''$, так как это на результаты влияет только в пределах точности расчета.

При замещении генераторов переходными ЭДС и сопротивлениями получено низкое значение напряжения обратной последовательности на их выводах, в связи с чем расчеты производят, исходя из условия $U_T = const$ по прямой последовательности, но при этом схема замещения генераторов по обратной последовательности остается прежней и значение несимметрии практически не меняется.

Для линий электропередачи задаются параметры П-образной схемы замещения по участкам транспозиции или по всей длине по всем последовательностям.

Приложение 2
к Методическим указаниям
по применению неполнофазных
режимов работы основного
электрооборудования
электроустановок 330-1150 киловольт

Примеры расчета и выполнения мероприятий для введения неполнофазного режима работы шунтирующего реактора 750 кВ, установленного на линии электропередачи 750 кВ

1. Расчетные условия:

1) Подстанция ПС1, примыкающая к станции С1, соединена с ПС2 линией электропередачи 750 кВ "ПС1-ПС2" протяженностью 417,7 км. Конструкция линии: фазы выполнены проводами 5АС-300/39 с шагом расщепления 0,4 м, междуфазные расстояния 18 м, габарит до земли

—
12 м, высота подвески проводов

—
27 м.

2) Линия имеет две грозозащитные тросовые цепи с двумя проводящими тросами АС 70/72 в каждой, шагом расщепления 0,4 м.

3) Высота подвески тросов 40,5 м, расстояние между ними 27,1 м.

4) От шин 750 кВ ПС1 отходит ВЛ "ПС1-ПС3" протяженностью 131 км, а от шин 500 кВ ВЛ "ПС1-ПС4" и "ПС1-ПС5" протяженностью 475 и 248 км соответственно.

5) Первая ВЛ выполнена в габаритах 750 кВ, а вторая
—
500 кВ.

6) К шинам 330 кВ примыкают две линии 330 кВ с проводами 2АС-300.

7) На ПС1 установлены автотрансформаторы связи 750/500 кВ мощностью 1250 МВ
.
А и 500/330 кВ мощностью 501 МВ
.

А.
8) К шинам 750 кВ и 500 кВ ПС1 через генераторные трансформаторы мощностью 630 МВ А подключены два и четыре генератора по 500 МВт станции С1.

9) Автотрансформатор 500/330 кВ, две линии электропередачи 330 кВ, а также линии 500 кВ "ПС1-ПС4" и "ПС1-ПС5" в расчетной схеме представляются в виде эквивалентного индуктивного сопротивления системы, примыкающей к шинам 500 кВ ПС1.

10) Непосредственно к концу ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2" со стороны ПС1 подключаются через выключатели-отключатели два ШР 750 кВ мощностью по 330 МВ
.
А каждый, а со стороны ПС2

—
один ШР 750 кВ мощностью 330 МВ
.

А.
11) В нейтралях каждого из ШР установлены компенсационные реакторы РЗКОМ-16000/35-VI.

12) Эквивалентные индуктивные сопротивления систем, примыкающих к подстанциям 750 кВ ПС2 и ПС3, по прямой последовательности составляют 149,8 и 42,9 Ом, а по нулевой последовательности
—
75,6 и 34,6 Ом соответственно.

13) Параметры несимметрии неполнофазного режима работы реактора 750 кВ на ПС1 определяются в соответствии с разд. 2 настоящих Методических указаний для режима холостого хода, то есть при угле между ЭДС систем $\delta = 0$ эл.град.

Методы расчета:

Для указанной конструкции ВЛ с учетом транспозиции фаз линии и тросов и заземления последних рассчитываются удельные фазные и межфазные параметры ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2" (активные и индуктивные сопротивления и проводимости) по прямой и нулевой последовательностям, которые составляют:

1) $r_1 = 0,0204 \text{ Ом/км};$

2) $r_0 = 0,17 \text{ Ом/км};$

3) $L_1 = 9,14$

$10^{-4} \text{ Гн/км};$

4) $L_0 = 1,9$

$10^{-3} \text{ Гн/км};$

5) $C_1 = 1,326$

$10^{-8} \text{ Ф/км};$

6) $C_0 = 1,01$

$10^{-8} \text{ Ф/км}.$

Параметры используются для расчета режимов линии при неполнофазном режиме работы ШР по программе "Фазан" (фазный анализатор несимметрии) на ЭВМ, решающей уравнения в фазных координатах и пересчитывающей полученные параметры несимметрии фазных токов и напряжений в токи и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Программа имеет отдельный блок, математически точно моделирующий автотрансформаторы применительно к расчету несимметричных режимов электрической сети, в том числе и самого АТ.

На рисунке 1 настоящего приложения 2 приведена принятая для расчетов схема замещения ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2" с примыкающими к ней генераторными блоками станции С1 и линиями.

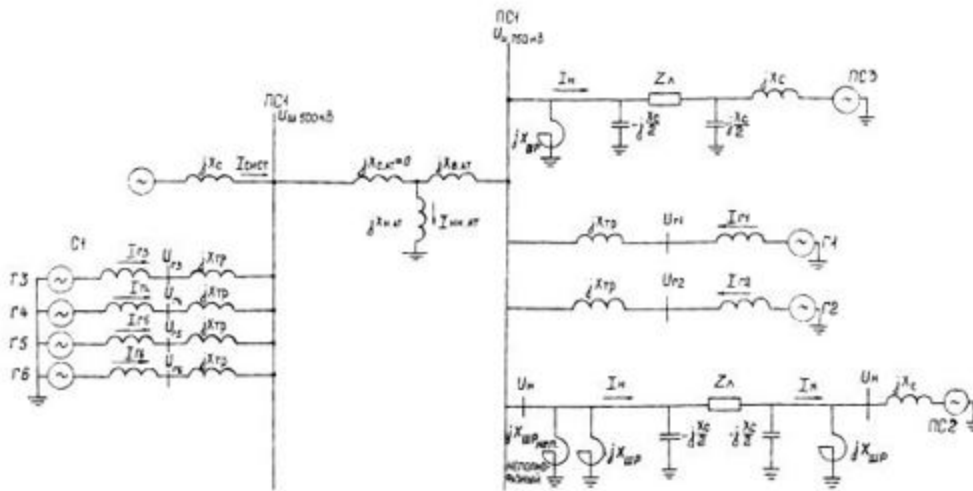


Рисунок 1. Схема замещения ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2" для исследования неполнофазного режима работы ШР 750 кВ на ПС1.

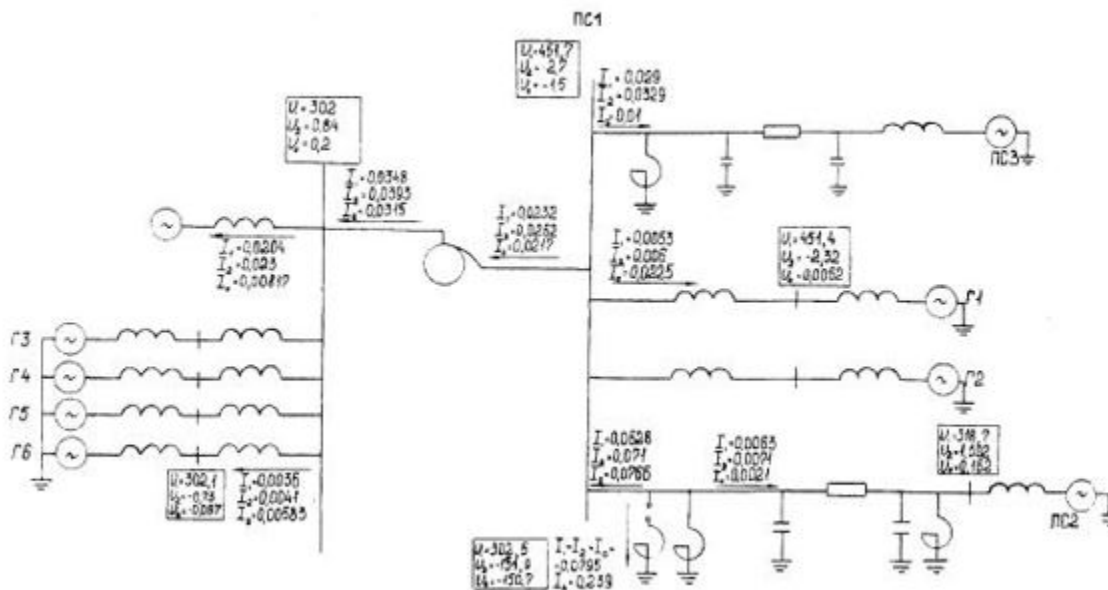


Рисунок 2. Схема распределения токов и напряжений при неполнофазной работе ШР 750 кВ на ПС1.

При расчетах неполнофазной работы шунтирующего реактора 750 кВ на ПС1 принимается, отключена фаза А реактора.

При расчете определяются фазные значения и симметричные составляющие по прямой, обратной и нулевой последовательностям параметров:

- 1) токов и напряжений в начале и конце ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2";

- 2) токов, протекающих через нейтрали неполнофазно работающих ШР и АТ ПС1;
- 3) токов и напряжений на шинах генераторов станции С1;
- 4) токов в начале и конце ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС3".

На рисунке 2 настоящего приложения 2 приведены результаты расчетов фазных параметров схемы и симметричных составляющих при отключении фазы А шунтирующего реактора 750 кВ на ПС1.

2. Обеспечение условий работы генераторов электростанций при неполнофазном режиме работы ШР

Расчеты токов обратной последовательности в генераторах станции С1, присоединенных к шинам 750 кВ (Г1 Г2) и 500 кВ (Г3

Г6) ОРУ станции С1, показали, что при неполнофазной работе одного ШР на ПС1 эти токи составляют 1,4% для Г1-Г2 и 0,64%

для Г3-Г6 от номинального тока этих турбогенераторов.

Такие токи не являются опасными для длительной работы турбогенераторов. В связи с этим ограничение нагрузки генераторов станции С1 в данном случае не требуется.

3. Ограничение влияния на линии связи, сближенные с ВЛ 750 кВ, неполнофазного режима работы ШР 750 кВ

3.1. Кратковременные ОВ при однофазном коротком замыкании

По проекту защиты ЛС от влияния линии электропередачи 750 кВ "ПС1-ПС2" наибольшие расчетные значения кратковременных ОВ при однофазных КЗ составляют $U_{ков} = 1050-1200В$ на трех радиофикационных ЛС, расположенных по трассе ВЛ 750 кВ в пределах 30-километрового участка вблизи станции С1.

Допустимые кратковременные ОВ зависят от времени отключения поврежденного участка ВЛ 750 кВ (с однофазным коротким замыканием), при максимальном значении кратковременных ОВ это время не превышает 0,3 с. Время трехфазного отключения линии после неуспешного ОАПВ при максимальных токах КЗ основными релейными защитами (с ВЧ связью) не превышает 80 мс, то есть значительно меньше допустимого. Трудности возникают при выводе основных защит и действии резервных, так как время их действия возрастает до 500-3000 мс. Однако, в этом случае неполнофазного режима работы ШР вывод основных защит не требуется.

3.1. Длительные ОВ

При неполнофазной работе на линии одного из двух реакторов 750 кВ у ПС1 утроенный ток нулевой последовательности в земле вдоль линии (за реакторами) составляет 0,0063 кА.

Линия имеет два грозозащитных троса, заземленных по концам линии и в середине, поэтому коэффициент экранирования принимается равным 0,52. Токоднфазного КЗ от ПС1 в месте КЗ - 10,8 кА. Этот ток и создает кратковременные ОВ на указанные ранее критические по ОВ три линии связи, сближенные на этом участке с ВЛ 750 кВ.

Длительные ОВ на ЛС при неполнофазной работе ШР 750 кВ составят:

$$U_{\text{дов}} = 0,52 \cdot (0,0063 / 10,8) \cdot (1050 / 1200) = 0,32 \text{ В.} \quad (6)$$

Это значение существенно ниже допустимого значения 36 В, даже если учесть, что ток однофазного КЗ на других участках снижается в 4-5 раз при удалении места КЗ от ПС1.

Если кратковременные ОВ сохранятся на том же уровне, то $U_{\text{дов}}$ повысятся в 4-5 раз. Однако они будут существенно ниже допустимого значения.

Мешающее влияние на ЛС, проходящие вблизи ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2", то есть напряжение шума в телефонной цепи, определено в проекте этой линии. Расчеты проводились при токе в земле вдоль линии ($3I_0$), равном 20 А. При этом в проекте получено, что наибольшее значение МВ для кабельных ЛС составляет 0,04 мВ, а для воздушных ЛС - 0,7 и 0,52 мВ. Для ВЛ 750 кВ "ПС1 -ПС2" при отключении одной фазы ШР 750 кВ $3I_0$ вдоль линии за реакторами составляет 6,3 А. Уменьшение по отношению к рекомендуемому для расчета МВ значению 20 А составляет 13,7. Тогда для кабельных ЛС значение МВ составляет 0,013, а для воздушных ЛС - 0,22 и 0,16 мВ.

При нормативе мешающих влияний 1,5 мВ эти значения крайне низки и никаких мероприятий по их ограничению не требуется.

4. Обеспечение функционирования релейной защиты

На расчетной схеме сети на рисунке 3 настоящего приложения 2 параметры линий приведены в виде дробей: в числителе

— суммарное продольное индуктивное сопротивление участка линии, в знаменателе

суммарная поперечная емкостная проводимость участка линии. Как и в предыдущих расчетах, к шинам 750 кВ и 500 кВ подстанций подключены эквивалентные индуктивные сопротивления примыкающих систем, а также станций, отнесенные к напряжению 750 кВ. В схему введены дополнительные узлы для возможности вычисления токов по концам участков линий в цепи выключателя.

Для проверки уставок устройств релейной защиты при работе одного реактора на линейной стороне выключателя ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2" (со стороны станции С1) в неполнофазном режиме с отключенной фазой А выполнен расчет токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей на отдельных участках схемы рисунка 3 настоящего приложения 2 при разрыве фазы А в ветви 101-0. При этом линейное значение ЭДС всех источников в схеме прямой последовательности расчетной схемы принято одинаковыми равным 787 кВ. Расчет производят для нормального режима сети (режим 1), а также для дополнительных режимов с поочередным отключением линии 1-2 (режим 2), линии 1-3 (режим 3) и автотрансформатора 1-4 (режим 4). Кроме того, для проверки уставок устройств защит ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2" со стороны ПС2 рассматривают режим одностороннего включения линии 2-1 со стороны 2 при работе только одного реактора на дальнем конце (101-0) в неполнофазном режиме (режим 5).

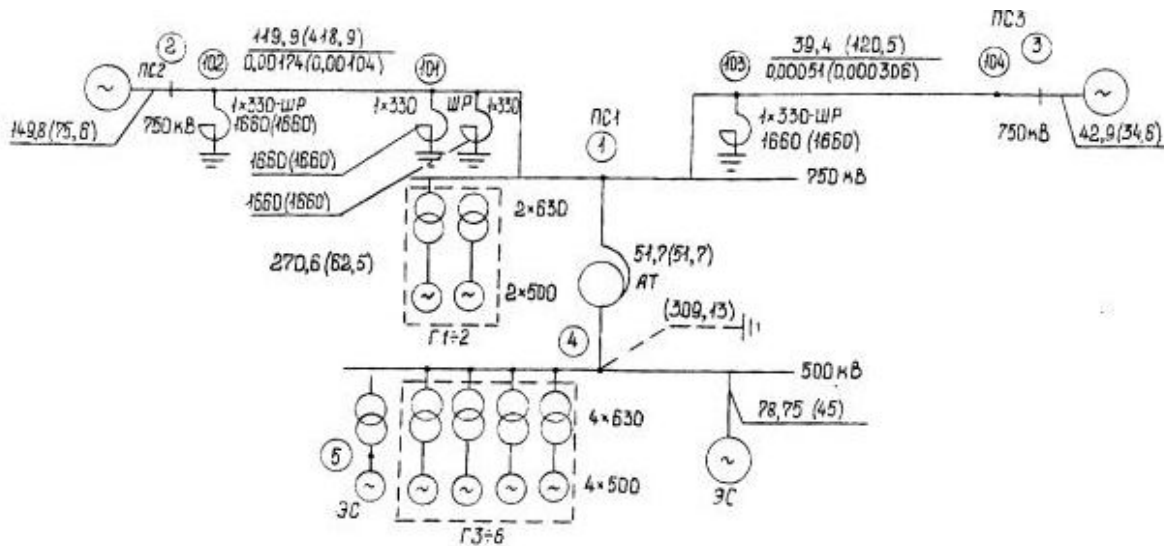


Рисунок 3. Фрагмент расчетной схемы сети.

Расчеты выполнены по программе ТКЗ-3000 для ПЭВМ.

Результаты расчетов токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей в указанных выше режимах (с 1 по 5) приведены в таблицах 1

4 настоящего приложения 2. Ток в месте разрыва (в ветви 101-0) в схеме обратной последовательности приведен в таблице 1 настоящего приложения 2, а ток $3I_0$ в схеме нулевой последовательности

—
в таблице 3 настоящего приложения 2; напряжение узлов схемы обратной последовательности приведено в таблице 4 настоящего приложения 2, а $3U_0$

—
в таблице 4 настоящего приложения 2. Из-за малых значений токов обратной и нулевой последовательностей соответствующие напряжения шин, представляющие собой падение напряжения от этих токов, также малы. В связи с этим емкостные токи линии в схемах обратной и нулевой последовательностей практически равны нулю.

При одностороннем включении линии 2-1 (режим 5) весь ток несимметрии протекает в цепи защиты включаемого конца (2-102)

—
таблицы 1 и 2 настоящего приложения 2, что оказывает влияние на ее поведение.

Как видно из таблиц 1

—
4 настоящего приложения 2, уровень несимметрии в рассматриваемом случае неполнофазного режима шунтирующего реактора невелик. Поэтому проверяют только наиболее чувствительные устройства релейной защиты, а именно:

- 1) четвертую и третью ступени токовых защит нулевой последовательности линии;
- 2) ступени токовой защиты нулевой последовательности шунтирующего реактора;
- 3) устройства блокировки при качаниях типа КРБ, реагирующие на величины обратной последовательности;
- 4) пусковые органы основных ВЧ защит линий.

Таблица 1.

Значения токов обратной последовательности в элементах расчетной схемы при неполнофазном режиме работы ШР на ПС1

Ветвь	Режим				
	1	2	3	4	5
1-101	0,081	0,094	0,075	0,077	0
2-102	0,012	0	0,02	0,017	0,0813
1-103	0,038	0,044	0	0,057	0
3-104	0,037	0,043	0	0,056	0
1-4	0,03	0,035	0,052	0	0
101-0	0,09	0,094	0,09	0,089	0,0805

Таблица 2.

Значения токов $3I_0$ в элементах расчетной схемы при неполнофазном режиме работы ШР на ПС1

Ветвь	Режим				
	1	2	3	4	5
1-101	0,261	0,275	0,261	0,254	0
2-102	0,014	0	0,017	0,021	0,219
1-103	0,047	0,049	0	0,073	0
3-104	0,044	0,046	0	0,068	0
1-4	0,098	0,103	0,119	0	0
101-0	0,271	0,272	0,274	0,27	0,217

Таблица 3.

Значения напряжений обратной последовательности в элементах расчетной схемы при неполнофазном режиме работы ШР на ПС1

Узел	Режим				
	1	2	3	4	5
узел	1	2	3	4	5
1	3,06	3,54	5,31	4,58	0
2	1,73	0	3,00	2,59	12,2
3	1,6	1,85	0	2,4	0
101	3,06	3,54	5,31	4,58	22,0

Таблица 4.

Значения напряжений $3U_0$ в элементах расчетной схемы при неполнофазном режиме работы ШР на ПС1

Узел	Режим				
	1	2	3	4	5
1	6,77	7,14	8,25	10,53	0
2	1,03	0	1,26	1,6	16,5
3	1,52	1,6	0	2,36	0
101	6,77	7,14	8,26	10,53	108,0

Ниже произведена проверка уставок релейной защиты ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2". При этом используются данные из проекта релейной защиты и линейной автоматики этой ВЛ.

Согласно проекту уставки равны:

для токовой защиты нулевой последовательности ВЛ:

Со стороны ПС	Значение первичного тока нулевой последовательности, кА			
	I ступень	II ступень	III ступень	IV ступень
ПС2	3,10	0,88	0,81	0,077
ПС1	3,01	1,86	1,55	0,178

Все ступени выполнены направленными; для токовой защиты нулевой последовательности шунтирующего реактора:

I ступень - 1,55 кА; II ступень - 0,178 кА.

Уставки на срабатывание пусковых органов устройств блокировки при качаниях (тип ПДЭ 2001) и основной ВЧ защиты линии (тип ПДЭ2003):

$$U_{2(ВТОР)} = 2В; I_{2(ВТОР)} = 0,05 А \quad (7)$$

$$K_T = 3000/1; K_U = 750/0,1.$$

Для основной ВЧ защиты линии требуется обеспечить отстройку от запуска ВЧ каналов основной ВЧ защиты, так как непрерывная циркуляция сигналов по ВЧ каналу недопустима по условиям термической стойкости аппаратуры, хотя сама защита и нечувствительна к такой несимметрии.

Так как в панели защиты ПДЭ 2001 используют устройство блокировки при качаниях не типа КРБ, а реагирующее на приращение тока обратной последовательности DI_2 , то эта защита нечувствительна к длительному току обратной последовательности.

Для токовой защиты нулевой последовательности, установленной со стороны ПС1, учитывается, что защита реагирует на ток на линейной стороне реактора, работающего в неполно-фазном режиме.

Из приведенного выше следует, что уставка IV ступени токовой защиты нулевой последовательности рассматриваемой линии со стороны ПС2 равна $3I_{o,ср} = 0,077$ кА. Уставка III ступени равна $3I_{o,ср} = 0,81$ кА. При одностороннем включении линии со стороны ПС2 ток $3I_o$ равен 0,219 кА в таблице 3 настоящего приложения, ток ветви 2-102 в режиме 5. Таким образом, загроубляют или на время включения линии с двух сторон выводят из действия IV ступени данной защиты. Во всех остальных режимах уставки IV и III ступеней данной защиты надежно отстроены от несимметрии $3I_o$ в рассматриваемом неполнофазном режиме в таблице 3 настоящего приложения, ветвь 2-102, режимы 1-4.

Вместе с тем, уставка II ступени токовой защиты нулевой последовательности шунтирующего реактора ($3I_{o,ср} = 0,178$ кА) не отстроена ни в одном из рассматриваемых режимов от тока нулевой последовательности при неполнофазной работе ШР в таблице 3 настоящего приложения, ветвь 101-0, режимы 1-5. В связи с этим либо загроубляют эту уставку, либо выводят II ступень из действия в этом режиме. Уставка I ступени токовой защиты нулевой последовательности шунтирующего реактора $3I_{o,ср} = 1,55$ кА надежно отстроена оттока нулевой последовательности во всех режимах 1-5 при неполнофазной работе ШР, в таблице 3 настоящего приложения, ветвь 101-0.

При отстройке от запуска ВЧ каналов защиты ПДЭ-2003 учитывается, что пусковые органы обладают более высокой чувствительностью (в 1,5-2,0 раза), чем приведенные выше параметры пусковых органов на срабатывание.

С учетом коэффициентов трансформации получим для указанных уставок, отнесенных к первичной стороне:

$$I_{2(\text{перв.вч})} = (0,05/2) (3000/1) = 75 \text{ А};$$

$$U_{2(\text{перв.вч})} = (2/2) (750/0,1) = 7,5 \text{ кВ}.$$

В некоторых из режимов 1-4 токи I_2 на линии за ШР по концам ВЛ 750 кВ "ПС1-ПС2" составляют 0,012-0,02 кА, в таблице 2 настоящего приложения, ветвь 2-102. Именно эти токи используются в комплектах защиты. Напряжения U_2 находятся в пределах 1,73-5,3 кВ, в таблице 4 настоящего приложения, узлы 1,2,101. Таким образом, уставки рассматриваемых пусковых органов отстроены от несимметрии при неполнофазном режиме работы ШР, который существует длительно.

Уставки указанных пусковых органов не отстраивают от несимметрии неполнофазного режима реактора при одностороннем включении ВЛ 750 кВ, в таблице 2 настоящего приложения, ветви 101-0 и 2-102, режим 5 и таблице 4 настоящего приложения, узлы 2 и 101, режим 5, так как данный режим кратковременный, а потому запуск ВЧ канала допускается. Целесообразно также изменить порядок включения и включать линию в этом случае со стороны ПС1.

5. Обеспечение защиты от перенапряжений подстанции при неполнофазном режиме работы ШР

При неполнофазных включениях линии с любой стороны в случае наличия трех реакторов на отключенной фазе ВЛ и независимо от того, сколько ШР на включенных фазах, в том числе и при неполнофазном реакторе, возникают резонансные повышения напряжения, достигающие с учетом потерь мощности от короны 1,3 - 1,4 U_{ϕ} . Проектом для исключения таких повышений напряжения предусмотрена установка нормально шунтированных компенсационных реакторов (КР), которые вводятся на время бестоковой паузы ОАПВ.

При неполнофазном режиме работы одного из ШР со стороны ПС1 (8 фаз ШР на линии) при отключении с двух сторон фазы ВЛ наличие КР в нейтрали всех этих ШР расстраивает резонанс и снижает напряжение на отключенной фазе ВЛ с 1,4 до 0,6 (при включении 9 фаз ШР

до 0,5). Поэтому обеспечение автоматического ввода предусмотренных проектом КР во время ОАПВ сохраняется время введения неполнофазного режима работы ШР.

Согласно проекту защита от всех видов перенапряжений обеспечивается и при 2 ШР на линии (по одному на каждом конце ВЛ), поэтому специальных мероприятий для обеспечения защиты от перенапряжений при неполнофазном режиме работы одного из ШР на ПС1 не требуется.

При неполнофазно работающем ШР включение линии для синхронизации, а также при АПВ производится со стороны ПС1, что позволяет практически исключить протекание утроенного тока нулевой последовательности вдоль ВЛ и снизить установившиеся перенапряжения даже на фазе ВЛ без ШР с 1,1 до 1,05 и ниже, увеличив тем самым время включения ВЛ с 20 мин до 1 ч.

6. Обеспечение электробезопасности и термической стойкости заземляющих устройств распределительных устройств подстанций при неполнофазном режиме работы ШР

При входном сопротивлении ЗУ 0,25 Ом допустимый длительный ток через нейтраль ШР или АТ для обеспечения термической стойкости не превышает 650 А.

При неполнофазной работе ШР 750 кВ на ПС-1 расчетный ток через нейтраль этого ШР равен 239 А, а через нейтраль АТ 750/500 кВ

около 30А. Даже большее из них значение существенно ниже допустимого, поэтому ограничения по условиям работы ЗУ отсутствуют.

7. Конструктивные изменения и переключения в распределительном устройстве и на подстанции для обеспечения возможности применения неполнофазной работы ШР

Для возможности применения неполнофазного режима работы ШР его поврежденная фаза должна быть отсоединена от ошиновки со стороны вводов высшего напряжения и групповой нейтрали.

При выполнении указанного выше можно не переводить разъединители и выключатели в цепи ШР на пофазное управление и не отключать или переводить на другие измерительные трансформаторы цепи релейных защит ошиновки, но использовать в системе защиты линии и подстанции от перенапряжений разрядники отключенных фаз соответствующего оборудования.

После демонтажа спусков отключенные разъединители и выключатели в цепи ШР включаются обратно.

Типовое устройство контроля изоляции вводов (КИВ) на высоковольтных вводах при неполнофазном режиме работы ШР выводится из работы.

Двухэлементные счетчики электрической энергии на присоединениях в зоне неполнофазно включенного ШР рекомендуется заменить трехэлементными, то есть содержащими три однофазных измерительных устройства в счетчике, так как двухэлементные счетчики не учитывают токи нулевой последовательности.

8. Ведение режимов линий электропередачи при неполнофазном режиме работы ШР

Так как проведенные расчеты показали, что неполнофазный режим работы ШР 750 кВ на ПС 1 допустим по всем условиям, то специальные ограничения или требования по ведению режима линии электропередачи 750 кВ "ПС1-ПС2" не предъявляются.

Приложение 3
к Методическим указаниям
по применению неполнофазных
режимов работы основного
электрооборудования
электроустановок 330-1150 кВ

Основные соотношения между параметрами схемы по последовательностям при неполнофазном отключении автотрансформатора или шунтирующего реактора

Симметричные составляющие токов и напряжений в месте разрыва цепи	Отключение фаз реактора или автотрансформатора	
	двух	одной
I_1	$I_1 = I_2 = I_0$	$\frac{E_1(Z_0 + Z_2)}{Z_1Z_0 + Z_2Z_0 + Z_1Z_2}$
I_2	$\frac{E_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$	$\frac{E_1Z_0}{Z_1Z_0 + Z_2Z_0 + Z_1Z_2}$
I_0		$\frac{E_1Z_2}{Z_1Z_0 + Z_2Z_0 + Z_1Z_2}$
U_1		$U_1 = U_2 = U_0$
	$\frac{E_1(Z_2 + Z_0)}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$	$\frac{E_1Z_2Z_0}{Z_1Z_0 + Z_2Z_0 + Z_1Z_2}$
U_2	$-\frac{E_1Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$	
U_0	$-\frac{E_1Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$	

Приложение 4
к Методическим указаниям
по применению неполнофазных
режимов работы основного
электрооборудования
электроустановок 330-1150 кВ
Форма

Протокол введения неполнофазного режима работы автотрансформатора (шунтирующего реактора на подстанции)

В связи с временным выводом _____ из работы
(дата)

фазы № _____ автотрансформатора _____
(или шунтирующего реактора) остающиеся фазы № _____ и
№ _____ начинают работать в неполнофазном режиме
с _____

(дата)

1. Исходная схема электрических соединений на ПС (до введения неполнофазного режима работы оборудования) в рабочем режиме

—
описание или чертеж.

2. Создаваемая схема электрических соединений на ПС (после произведения необходимых переключений на момент введения неполнофазного режима работы оборудования)

—
описание или чертеж.

3. Выполняемые мероприятия:

3.1. Определение возможности симметрирования и его способ

Для осуществления симметрирования произведены соответствующие переключения: _____

Ответственное лицо: _____
(ф.и.о., должность) (подпись)

3.2. Обеспечение условий работы генераторов электростанций и приемников электроэнергии: _____

—
Ответственное лицо: _____
(ф.и.о., должность) (подпись)

3.3. Обеспечение условий работы грозозащитных тросов ВЛ: _____

—
Ответственное лицо: _____
(ф.и.о., должность) (подпись)

3.4. Обеспечение функционирования релейной защиты: _____

—
Ответственное лицо: _____
(ф.и.о., должность) (подпись)

3.5. Обеспечение защиты от перенапряжений ПС: _____

—
Ответственное лицо: _____
(ф.и.о., должность) (подпись)

3.6. Обеспечение электробезопасности и термической стойкости распределительных устройств ПС: _____

Ответственное лицо: _____
_____ (ф.и.о., должность) _____ (подпись)

4. Зафиксированные параметры режима: _____

На основании пп. 1-4 настоящего протокола введение неполнофазного режима работы АТ (ШР) № _____
_____ утверждаю.

Ответственное лицо: _____
_____ (ф.и.о., должность) _____ (подпись)

Приложение 15
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по ремонту оборудования пылеприготовления электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по ремонту оборудования пылеприготовления электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для персонала специализированных, ремонтных организаций, в системе Министерства энергетики Республики Казахстан, эксплуатационного персонала электростанций, при проектировании, подготовке и проведении ремонта оборудования пылеприготовления.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

- 1) центробежный сепаратор
— промышленное оборудование, предназначенное для разделения потока, использующее центробежный способ разделения;
- 2) циклон
— воздухоочиститель, используемый в промышленности, а также в некоторых моделях пылесосов для очистки газов или жидкостей от взвешенных частиц;
- 3) питатель
—

это устройство для равномерной подачи насыпных и штучных грузов из бункеров, загрузочных лотков, магазинов и других загрузочных устройств к транспортирующим и перерабатывающим машинам (станкам, мельницам, грохотам);

4) молотковая мельница

мельница, в которой измельчение осуществляется ударами молотков бил, жестко или шарнирно закрепленных на вращающемся в кожухе роторе;

5) шаровая мельница

машина для тонкого измельчения хрупких материалов (сухой глины, угля, песка).

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Схема пылеприготовления представлена на рисунке согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

4. Периодичность и объем ремонта оборудования пылеприготовления обеспечивает его эксплуатационную надежность и экономичность.

5. Изношенные узлы и детали заменяются с учетом известных к моменту ремонта усовершенствований, внесенных заводами-изготовителями и проектными организациями, а также основанных на опыте электростанций. Усовершенствование узлов оборудования повышает надежность, экономичность и износоустойчивость, увеличивает удобство ремонта и унификации деталей.

6. Участок пылеприготовления оборудуется механизмами и обеспечивается приспособлениями и инструментом для производства подъемно-транспортных работ и технологических операций. Монтируются трубопроводы для подачи сжатого воздуха, ацетилен и кислорода, а также постоянная электрическая сеть для сварочных работ.

7. Ремонт оборудования пылеприготовления производится одновременно с ремонтом котла. При наличии резерва оборудование пылеприготовления ремонтируется по мере надобности. Замеченные во время работы неисправности исправляются.

8. Для выявления неисправностей мастером участка ежедневно производится наружный осмотр механизмов пылеприготовления и по графику осмотра пылесистемы.

9. После осмотра выполняются:

1) подтягивание ослабленных болтовых соединений;

2) проверка работы смазочных устройств и пополнение запасов смазки;

3) проверка работы открытых передач приводов и при необходимости очистка и смазка зубьев шестерен, промывка и смазка цепных передач, перешивка приводных ремней;

4) регулирование натяжения и схода пластинчатого полотна или ленты питателей, приводных ремней.

10. Осмотр изнашивающихся элементов производится периодически (по графику). На изнашивающиеся детали предварительно подготавливаются чертежи и делаются заказы на изготовление.

11. При разборке и сборке механизмов во время ремонта проверяются и заносятся в формуляры все размеры и данные, связанные с износом и изменением состояния деталей.

12. Все металлы, применяемые при ремонтах, сертифицируются. Исправление дефектов и обработка деталей при ремонте производится согласно чертежам и техническим условиям.

13. Текущие ремонты производятся по мере надобности 1-2 раза в год.

14. Текущий ремонт производится в объеме:

1) тщательный осмотр всех механизмов и устройств с заменой изношенных и дефектных деталей, не обеспечивающих надежную работу машин до очередного ремонта;

2) подтягивание ослабленных креплений;

3) очистка деталей;

4) проверка износа тяговых цепей и ходовых роликов;

5) осмотр, промывка и регулирование подшипников; смазка подшипников, шарниров цепей, передач приводов и направляющих натяжных устройств;

6) регулирование зацепления передач.

15. Капитальный ремонт производится 1 раз в 1-2 года, в объеме:

1) разборка всех узлов оборудования;

2) проверка состояния деталей и узлов с заменой поврежденных и изношенных;

3) выверка положения опорных рам по осям и отметкам.

16. До вывода оборудования в ремонт выполняются мероприятия:

1) подготавливается типовая ведомость объема работ, которая уточняется после вскрытия и осмотра агрегата;

2) составляется технологический график проведения ремонтных работ;

3) заготавливаются необходимые материалы и запасные части;

4) укомплектовываются и приводятся в исправность приспособления, инструмент, такелажное оборудование и подъемно-транспортные механизмы;

5) подготавливаются рабочие места и площадки для ремонта с указанием мест размещения частей и деталей;

6) укомплектовываются и инструктируются ремонтные бригады.

17. Для обеспечения безопасных условий работы и во избежание аварий, ремонт оборудования пылеприготовления производится по нарядам, оформленным согласно Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования

электростанций и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859) (далее

—
Правила техники безопасности).

Глава 2. Бункера угля

18. Внутренние стенки железобетонных бункеров зажелезняются и заглаживаются. На внутренней поверхности бункеров и течек отсутствуют выступающие части (детали конструкций, головок заклепок и другого оборудования). Облицовка железобетонных бункеров производится кафельной плиткой.

19. Внутренние углы бункеров, образуемые его стенками, перекрываются плоскостями или закругляются, гарнитура заслонок и отключающих устройств не выступает внутрь во избежание сужения сечения выходного отверстия бункера или течи.

20. Во избежание зависания сырого топлива в бункерах котлов производительностью более 120 тонн/час (далее - т/ч) размеры выходных отверстий бункеров определяются в любом направлении не менее 1 метра. Установка в выходных отверстиях разгрузочных козырьков не допускается.

21. Течки под бункерами по всей длине имеют сечение, равное сечению выходного отверстия бункера.

22. Углы наклона стенок бункеров сырого топлива котельной и течек не менее 60 градусов к горизонту для всех углей и не менее 65 градусов для торфа.

23. В бункерах и течках имеются лючки с плотно закрывающимися дверцами и площадки для шуровки застрявшего топлива.

24. Течки угля выполняются с закругленными углами или круглыми, максимального сечения, без переломов и изгибов. Для предупреждения застревания топлива в течках и налипания его на стенки производится обогрев стенок или применяются вибраторы и обрушители.

25. Эффективными мерами, устраняющими застревание топлива в течках, являются :

- 1) увеличение их сечения;
- 2) устранение или сглаживание поворотов;
- 3) увеличение угла наклона;
- 4) замена квадратных течек круглыми.

26. При ремонте бункеров пыли проверяется надежность опорных конструкций и подвесок бункеров.

27. Для обеспечения бесперебойной подачи топлива в мельницу на бункерах монтируется автоматический пневмообрушитель. Схема автоматического

пневмообрушителя показана на рисунке согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям. В коллектор пневмообрушителя, устанавливаемый на каждом бункере 6, подведен от компрессоров сжатый воздух давлением 3

4 атмосферы. Коллектор представляет собой клапанную коробку с кулачковым валом 3, приводимым во вращение электродвигателем 4 типа А41/С (1 кило Ватт (далее

кВт), 200 Вольт (далее

В), 330 оборотов в минуту (далее - об/мин)). Через редуктор 5 скорость вращения кулачкового вала снижается до 5 об/мин. Воздух от каждого клапана отводится к определенному поясу сопел, встроенных в бункера. Кулачки поворачиваются в такой последовательности, чтобы клапаны открывали проход воздуха в сопла последовательно от низа к верху.

28. Импульсом для включения электродвигателя пневмообрушителя является обрыв топлива на питателе. При отсутствии на ленте питателя слоя топлива опускается установленная на шарнире лопаточка и замыкает контакт.

29. Бункера сырого топлива котельной и пылезавода периодически (по графику) полностью опорожняются для осмотра и очистки от налипшего топлива. Очистка бункеров производится согласно Правил техники безопасности.

30. Для механизации работ по шуровке и очистке от топлива бункеров и течек предусматриваются устройства (пневматические, механические, электровибрационные) с дистанционным или автоматическим управлением.

Глава 3. Питатели угля

31. Ленточные, скребковые, скребково-барабанные и пластинчатые питатели угля применяются для всех видов топлива. Для фрезерного торфа используются пластинчатые и скребковые питатели. Дисковые питатели используются при сыпучих, не замазывающих топливах.

32. Для плавного регулирования числа оборотов электродвигатели переменного тока на питателях угля и пыли всех типов заменяются электродвигателями постоянного тока.

33. Для ремонта питателей сырого угля применяется кран-тележка, согласно рисунку 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям или автопогрузчик грузоподъемностью 0,5

1 тонн.

Параграф 1. Дисковые питатели

34. Техническая характеристика дисковых питателей показана на рисунке 1 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям, дана в таблице 1 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

35. Для повышения надежности работы питателя диаметр его диска увеличивают до 1000 - 1200 миллиметров (далее мм).

36. Установка дисковых питателей выполняется с соблюдением следующих допусков:

- 1) отклонение от горизонтали верхнего фланца питателя не более 1,5 мм;
- 2) торцовое биение диска - не более 2 мм.

37. При ремонте дискового питателя применяются легкие передвижные козлы с откидными балочками из труб. Свободные концы балочек опираются на корпус питателя и на них сдвигают крышку питателя.

38. Диск питателя снимается с вала винтовым съемником, согласно рисунку 2 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям. Для облегчения разборки применяется коническая посадка диска на вал.

39. Уменьшение износа корпуса и заклинивания тарелки питателя сырого угля достигается установкой в корпусе брони со спиральным увеличением зазора между тарелкой питателя и броней. Зазор в спиральной броне дискового питателя увеличивается постепенно по направлению вращения питателя, согласно рисунку 3 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям. Такое устройство увеличивает надежность работы питателя и снижает затраты на ремонт.

Параграф 2. Ленточные питатели

40. Характеристики ленточных питателей определяются согласно таблицы 1 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям.

41. При установке ленточных питателей угля отклонение опорных металлических конструкций от вертикальной плоскости не более 5 мм. Перекос оси ролика относительно продольной оси питателя не превышает 1 мм. На неподвижных элементах питателя, расположенных близко к краям ленты, не имеются со стороны ленты острых кромок.

42. В ленточных питателях сырого угля изнашиваются ленты, подшипники барабанов, редуктор и муфты. Изношенная лента заменяется. Для снятия лента разрезается. Новая лента соединяется на месте.

43. Для ремонта подшипников барабанов ослабляется натяжение ленты и поднимается барабан.

44. Для ремонта редуктора снимается его крышка, корпус промывается керосином. Осматриваются шестерни и подшипники. При износе зубьев шестерен на 50 %, считая

по верху зуба, шестерни поворачиваются для работы другой стороной зубьев. При износе зубьев и с другой стороны на ту же величину, шестерня заменяется, осматривается и, если требуется, ремонтируются муфты.

45. Одной из причин частых неполадок в работе ленточных питателей сырого угля является застревание крупных кусков угля или других предметов на выходе из бункера, что приводит к повреждению и износу ленты и обрыву слоя топлива на ленте.

46. Для устранения этой неполадки уменьшается скорость ленты, при этом увеличивается толщина слоя топлива на ленте и расстояние между лентой и регулирующим шибером на течке угля из бункера. Это достигается установкой дополнительной пары шестерен между редуктором и ведущим барабаном питателя, согласно рисунку 1 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям, или уменьшением диаметра ведущего барабана.

47. Уменьшение скорости ленты приводит к ухудшению регулирования, так как увеличивается запаздывание, а уменьшение диаметра ведущего барабана приводит к более быстрому повреждению стыка ленты.

48. При выходе угля из течки на ленту на заслонке, регулирующей толщину слоя, устанавливается откидной клапан с грузом, согласно рисунку 2 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям. При прохождении крупных кусков угля или посторонних предметов дверца приподнимается, а затем под действием противовеса становится на место.

49. Чтобы устранить налипание на ленту и затаскивание под нее топлива по ходу, в месте сыпки топлива устанавливаются ножи (скребки) с противовесом.

Параграф 3. Скребковые питатели

50. Характеристики скребковых питателей топлива приводятся в таблице 1 согласно приложению 6 к настоящим Методическим указаниям.

51. Для повышения надежности работы скребкового питателя уменьшается его длина за счет реконструкции угольных бункеров и течек, а также за счет перехода с нижней подачи на верхнюю.

52. Для повышения прочности и надежности работы цепей увеличивается толщина пластин на 15

—
25% против первоначальной и применяется для их изготовления материал повышенного качества (стали марок типа Ст.3, Ст.4).

53. У скребковых питателей, имеющих скребки изогнутой формы, согласно рисунку 1 приложения 6 к настоящим Методическим указаниям, заменяются прямыми с ребром жесткости, а крепление к цепям выполняется болтами, реконструированный скребок согласно рисунку 2 приложения 6 к настоящим Методическим указаниям.

54. Для уменьшения износа столов привариваются к полотну стола две продольные стальные полосы размером 100х6 мм, по которым и двигаются скребки.

55. Для уменьшения налипания топлива и прессования его на столах питателей к нижним кромкам скребков привариваются стержни (зубья) для ворошения налипшего угля. Приварка стержней производится на двух смежных скребках в интервале через 15

—
20 скребков. Привариваются к боковым стенкам короба изнутри над цепями 2 направляющих уголка, которые не дают скребкам приподниматься и проходить сверху налипшего на стол угля, это заставляет скребки все время двигаться у самой поверхности стола и удаляется налипшее топливо. Полки направляющих уголков отгибаются для создания "приглашающего" входа.

56. Быстро изнашивающиеся червячные редукторы скребковых питателей заменяются шестеренчатыми.

57. У привода питателя ненадежные шарнирно-пластинчатые цепи заменяются шестеренчатой передачей.

Параграф 4. Пластинчатые питатели

58. Технические характеристики пластинчатых питателей топлива указаны в таблице 2 согласно приложению 6 к настоящим Методическим указаниям.

59. Основные недостатки и повреждения пластинчатых питателей:

1) попадание топлива под питатель из-за отсутствия бортового уплотнения полотна и щелей между пластинами;

2) налипание на пластины топлива, попадание его под полотно питателя, спрессовывание между полотном и подом и нарушение нормальной работы ходовой цепи механизма при большой толщине слоя;

3) вытягивание и провисание в процессе эксплуатации ходовой цепи настолько, что пластины начинают задевать за дно питателя, вследствие чего происходит обрыв цепи. Обрывы цепи при ее подтягивании;

4) пыление и подсосы воздуха из котельной при работе питателей без закрытого кожуха;

5) износ пальцев цепей;

6) выход из строя чугунного натяжного устройства при перегрузке или попадании посторонних предметов;

7) выход из строя чугунных муфт.

60. Для повышения надежности работы пластинчатых питателей рекомендуются мероприятия:

1) при выходе из бункера устанавливается бортовое уплотнение, чтобы предотвратить попадание топлива под питатель;

2) чугунное натяжное пружинное устройство и муфты заменяются стальными.

Глава 4. Бункера пыли

61. Надежное и равномерное движение пыли в бункере, обеспечивается расширением выходного отверстия. Входные размеры пылепитателей соответствуют размерам выходного отверстия бункера.

62. Стены бункеров выполняются вертикальными или с обратным уклоном их к вертикали, а выпускные ячейки располагаются непосредственно около стен (без промежуточных наклонных переходов).

63. Бункер выполняется абсолютно плотным и хорошо утепленным, особенно со стороны холодных стен котельной и окон, нижняя часть бункера на высоте 1,5

—
2,5 метра обогревается горячим воздухом, согласно рисунку 1 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям, с температурой 150-200 градус Цельсия (далее -

о
С). Расход воздуха на один бункер обеспечивается около 250

—
300 кубический метр/час (далее - м³/ч).

Сооружения бункеров пыли, имеющих общие стенки с бункерами угля, не допускается.

64. Особое внимание уделяется форме выпускных ячеек. Для устранения образования сводов "горки" между ячейками выполняются с несимметричным наклоном стенок.

65. Внутренняя поверхность бетонных бункеров зачищается и зажелезняется. Углы округляются и выполняются с радиусом не менее 0,3

—
0,5 метра.

66. Ввод пыли в бункер рассредоточивается, для чего имеется не менее одной точки на 3 метра длины бункера и пыль подается над застойной зоной, согласно рисунку 1 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям. При такой подаче происходит непрерывное обновление верхних слоев пыли, что предотвращает самовоспламенение ее на поверхности и создает более благоприятные условия для движения пыли у наклонных стен бункера.

67. Полная очистка бункера от пыли и осмотр очищенного бункера производится при каждом капитальном ремонте котла.

68. Во время эксплуатации опорожнение бункера от пыли не разрешается.

Глава 5. Питатели пыли

69. Для каменных углей на электростанциях применяются лопастные питатели пыли, для бурых углей - шнековые. Лопастными питателями обеспечивается более равномерная подача пыли.

70. До остановки питателя на текущий ремонт закрывается заслонка над питателем и срабатывается угольная пыль, оставшаяся в питателе. При остановке питателя на капитальный ремонт срабатывается угольная пыль, имеющаяся в бункере, бункер очищается от пыли.

71. К разборке питателя приступают после оформления допуска на вывод его в ремонт и снятия напряжения с электродвигателя.

72. До начала разборки питателя у рабочего места подготавливаются инструменты, обтирочный материал, керосин, ящики для мелких деталей, лист фанеры или металла для укладывания на него промытых и очищенных деталей.

73. Ремонт питателей пыли в зависимости от объема ремонта производится в механической мастерской, на специально оборудованной площадке или на месте установки.

74. До начала ремонта производится осмотр питателей пыли:

1) плотность корпусов (отмечаются места пылений или утечки пыли во время работы пылепитателя);

2) состояние привода;

3) плавность и легкость регулировки подачи пыли пылепитателями и отсутствие чрезмерного нагрева подшипников при их работе;

4) степень износа клиновидного ремня шнекового питателя пыли;

5) состояние смазочных устройств и отсутствие утечек масла через уплотнения, правильность заполнения смазкой;

6) плотность отсекающих пыль шиберов, легкость их хода, наличие указателей открытия-закрытия;

7) отсутствие каких-либо ненормальностей в работе пылепитателей (значительной вибрации, шума, ударов, нагревания трущихся элементов);

8) нагрузку электродвигателей по приборам (превышение нагрузки по амперметру указывает на ненормальность работы агрегата).

75. При разборке питателя обращается внимание на:

1) характер износа лопастей шнекового питателя и выработку их у лопастного питателя;

2) состояние валов, отсутствие конусности и эллипсности их шеек;

3) качество сальниковых уплотнений и соединений отдельных элементов шнекового и лопастного питателей пыли;

4) износ подшипников, плотность посадки их на вал, состояние корпусов подшипников.

Параграф 1. Лопастные питатели

76. Лопастные питатели на рисунке 1 согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям, установленные на электростанциях, имеют характеристики, приведенные в таблице 1 согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям.

77. Наиболее частые повреждения лопастных питателей пыли:

1) срезание предохранительного штифта при попадании в корпус питателя посторонних предметов (щепы, кусков металла, электродов, проволоки) и заклинивание ими ворошителя, подающего и мерительного лопастных колес. Срезание штифта обнаруживается по резкому падению производительности питателя и уменьшению тока в электродвигателе;

2) износ ворошителя от истирания пылью, поломки от заклинивания при попадании посторонних предметов или наличия раковин, усадочных трещин и других пороков в стальном литье. Состояние и характер износа ворошителя определяются осмотром через люк или при разборке и выемке ворошителя;

3) износ подшипников, шестерен, червячной пары вследствие неправильной эксплуатации, повышенной вибрации, неправильной сборки подшипников и шестерен, попадания через сальниковое уплотнение пыли в смазку, применения загрязненной смазки, вызывающей появление царапин и задиров, а также наличия раковин, шлаковых включений и других пороков в чугунном и бронзовом литье. Степень и характер износа деталей обнаруживается при разборке;

4) заедание винта и гаек приводного механизма и клапанов в результате заполнения верхнего корпуса влажной пылью, препятствующей закрытию клапанов, предотвращающих поступление пыли из бункера в питатель, а также попадание пыли на винт, или дефектной нарезки винта и неправильной сборки привода. Степень износа деталей определяется осмотром деталей привода, а также верхней части корпуса через открываемый люк.

78. Сравнительно реже бывают следующие повреждения:

1) выбивание люка в результате заклинивания механизма посторонними предметами вследствие недостаточно надежной конструкции крепления люка внутренней планкой или недоброкачественного материала;

2) пыление через разъемы в корпусе питателя и крышках люков в результате неправильной сборки, износа прокладок, наличия раковин и других дефектов в отливке ;

3) искривление вала в результате неудовлетворительной сборки при заклинивании насаженных на вал деталей посторонними предметами, искривление вала вызывает увеличение вибрации механизма.

79. Порядок разборки и осмотра лопастных питателей пыли в случае ремонта их на месте установки следующий:

1) разбирается муфта, подводится под электродвигатель тележка, согласно рисунку 2 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям, отворачиваются болты, крепящие электродвигатель к корпусу питателя, осторожно опускают электродвигатель на тележку или площадку обслуживания питателей - на специальные деревянные подкладки. Восстанавливается имеющаяся маркировка на разобранных деталях и пальцах муфты. Осматриваются пальцы и полумуфта и устанавливается степень их износа;

2) сливается масло из редуктора, снимается маслоуказатель и масленки, разбираются и очищаются от масла, промывается керосином и вытирается насухо;

3) отворачивается гайка, крепящая валик планки люка, снимается крышка, резиновая прокладка и валик с планкой;

4) разбирается привод клапанов (маховик, нажимная втулка сальника, шпонка валика, рычаги), снимаются при необходимости отсекающие клапаны (шибера);

5) вытаскивается закладная шпонка, отворачивается винт и снимается захватывающая муфта, вытаскивается предохранительный штифт и снимается ворошитель, при поломке ворошитель заменяется;

6) отворачиваются винты, крепящие крышку корпуса подающего лопастного колеса, и, используя отжимные болты, снимается крышка;

7) вытаскиваются два штифта, крепящие лопастные колеса, и снимается подающее лопастное колесо, снимается верхняя часть корпуса (чашка) подающего лопастного колеса и мерительное лопастное колесо;

8) отворачивается винт, снимается нижняя часть корпуса (чашка) лопастного мерительного колеса;

9) разбираются трубки для смазки, детали привода и клапан спуска пыли (валик, рычаг, палец, рукоятка, шпонка и клапан), очищаются и осматриваются посадочные места и уплотнительные поверхности клапана, проверяется отсутствие выработки, забоин, рисок, вмятин и решается вопрос об объеме ремонта или необходимости замены деталей;

10) отворачивается контргайка и упорная цапфа вертикального вала, болт, снимается шайба вертикального валика, а также остальные болты, снимается нижняя часть корпуса питателя с деталями редуктора, червячная шестерня с вертикального вала, вытаскивается вертикальный вал, снимается крышка сальника и выбивается бронзовая втулка сальника из средней части корпуса;

11) очищается и промывается вал и остальные детали керосином и вытираются насухо. Осматривается вал, его шейки и места прохода через сальник и убеждаются в

отсутствии повреждений, трещин, задиров и забоин, эллипсности и конусности посадочных мест, допустимых лишь в пределах до 0,05 мм. При наличии трещин, недопустимой эллипсности и конусности шеек вала заменяется;

12) осматривается состояние бронзовой и нажимной втулок сальника и устанавливается возможность их дальнейшего использования.

Осматривается состояние втулочных подшипников и их посадочные места, если зазор между шейкой вала и втулочным подшипником более 0,1 мм, подшипники заменяют.

Осматриваются лопастные подающие и мерительные колеса и их посадочные места. Лопастные колеса заменяются при недопустимой разработке посадочных мест, вследствие чрезмерного износа, а также зазоров в камерах (радиальных и по высоте), превышающих 0,5 мм на сторону.

Изношенные колеса восстанавливаются наплавкой.

Осматриваются состояние червячной и цилиндрической зубчатых пар. При проверке зацепления величина радиального зазора находится в пределах 0,2

—
0,3 модуля, разница радиальных зазоров, измеренных с двух торцов, не превышает 0,2 мм, а боковых зазоров

—
0,1 мм. При центровке шестерен малых редукторов радиальные зазоры измеряются свинцовой проволокой.

При проверке на краску контактная поверхность не менее 75% длины зуба, величина бокового зазора в пределах 0,3

—
0,5 мм. Величина выработки не превышает 35% толщины зуба;

13) осматривается состояние посадочных мест полумуфты и гнезд для пальцев полумуфт. При разработке посадочного места полумуфты, шпоночной канавки или гнезд для пальцев более, чем это задано посадкой, и при биении полумуфты более 0,2

—
0,3 мм полумуфта заменяется новой. Пальцы заменяются, если есть трещины, плены и раковины, а также погнутые или легко, с зазором входящие в гнездо полумуфты, эластичные шайбы заменяются при выработке их более чем на 1 мм по диаметру.

Снимаются червячные шестерни и втулки, а также отворачиваются шпильки, снимается крышка и сальник, втулка, шайба и вытаскивается червячный вал с подшипниками, снимается при помощи скобы соединительная полумуфта.

Снимаются упорные и опорные шарикоподшипники.

80. После ремонта и замены изношенных деталей производится сборка лопастного питателя в последовательности, обратной разборке. До сборки питателя производится проверка и необходимый ремонт отсекающих клапанов (заслонок) с перебивкой сальников. После того как клапаны устанавливаются на место вместе с приводами и

проверяются на легкость открытия и закрытия их без заедания, далее приступают к сборке лопастного питателя.

81. При контрольной сборке после ремонта деталей пылепитателя на переносном стенде зазоры в мерительных и подающих камерах лопастных колес имеют пределы:

1) радиальный зазор

не более 0,75 мм;

2) зазор по высоте

не более 0,5 мм.

82. Сборка пылепитателя при ремонте его на месте установки производится в следующем порядке:

1) устанавливается вал в среднюю часть питателя, набивается сальник, закрепляется втулка, устанавливается система смазки;

2) насаживается шестерня с втулкой на вертикальный вал питателя, собирается и устанавливается на место на вертикальном валике в нижней части корпуса червячная пара редуктора с упорным и опорным шарикоподшипниками на трехходовом червяке, устанавливаются газовые трубки и угольник для смазки втулки на вертикальном валу. Закрепляется нижняя часть корпуса к средней части корпуса питателя болтами на картонной прокладке необходимой толщины или ватмане, смазанных бакелитом, и устанавливается колпачковая масленка;

3) вворачивается упорная цапфа и регулируется предварительная установка вертикального вала, добивается при этом легкости вращения от руки собранной части редуктора;

4) устанавливается нижняя часть корпуса (чашка) мерительного лопастного колеса в среднюю часть корпуса питателя и насаживается на вал мерительное лопастное колесо, устанавливается верхняя часть корпуса (чашка) подающего лопастного колеса и насаживается на вал подающее лопастное колесо;

5) надевается верхняя крышка корпуса и закрепляется винтами;

6) надевается на вал ворошитель и крепящая втулка, устанавливаются направляющие шпильки, предохранительный штифт и закрепляется втулка винтом;

7) проверяется вручную вращение механизма редуктора с питателем и убеждаются в легкости и плавности вращения;

8) устанавливается клапан спуска пыли с приводом, проверяется легкость открытия и закрытия и правильность работы привода;

9) устанавливаются отсекающие пыль клапаны, если они были сняты, и привод к ним, проверяется плотность закрытия, а также легкость управления приводом, правильность установленных указателей положения клапанов;

10) устанавливаются на прокладки все снятые крышки люков и закрепляются;

11) производится центровка червячного вала с электродвигателем в соответствии с инструкцией по центровке;

12) в процессе сборки пылепитателя измеряются радиальные и вертикальные зазоры, заносятся данные измерений в формуляр, а в недоступных местах снимаются оттиски зазоров, применяя для этой цели свинцовую проволоку. Проворачивается от руки электродвигатель с редуктором.

83. Если возникают заедания при проворачивании механизма вручную или трудности вращения механизма, выясняются и устраняются причины заедания.

84. Возможные причины заедания:

- 1) перекосы вала;
- 2) перезатяжка подшипников;
- 3) слишком тугая набивка корпуса смазкой;
- 4) повышенное трение набивки уплотнения о вал;
- 5) не соответствующая заданной посадке обработка вала или корпуса;
- 6) тугая сборка подшипника;
- 7) грязь в подшипнике, опилки и так далее.

85. Заполняется смазкой масленки и редуктор. Устанавливается ограждение муфты и закрепляется болтами.

86. При сборке деталей и при замене деталей новыми, соблюдаются следующие технические условия:

- 1) все острые углы в деталях перед сборкой притупляются, снимаются заусеницы;
- 2) все винты, болты и шпильки плотно закрепляются нормальным инструментом и ключами;
- 3) пользование надставками из трубы при затяжке не разрешается;
- 4) концы шплинтов разводятся;

5) перед установкой шарико-роликоподшипников на место они тщательно промываются бензином для удаления предохранительного жирового покрова, не являющегося смазочным материалом. В процессе сборки создаются условия, не допускающие попадания в шарико-роликоподшипники металлической пыли, стружки, грязи. По окончании сборки подшипников ставятся сальниковые кольца;

6) на трущихся поверхностях втулок не допускаются царапины, забоины и вмятины. Разностенность втулок не допускается превышение допуска на диаметр отверстия (для втулок с внутренним диаметром в пределах от 30 до 50 мм допуск 0,05 мм);

7) детали, свободно насаженные на вал, вращаются легко и равномерно от руки без шатания;

8) при сборке проверяется наличие каналов для смазки и совпадение сопряженных смазочных отверстий и каналов в других деталях;

9) проверяется обеспечение подвода смазки к трущимся поверхностям;

10) все каналы и канавки для смазки очищаются от стружки, грязи и промываются;

11) края смазочных канавок закругляются. Войлочные уплотняющие кольца предварительно пропитываются маслом и плотно облегают вал, не пропуская смазку или пыль;

12) корпус редуктора перед сборкой очищается от опилок и грязи и промывается керосином;

13) внутренние плоскости масляной ванны окрашиваются свинцовым суриком;

14) сборка зубчатых зацеплений производится с соблюдением условий, гарантирующих плавность хода, отсутствие стука и резкого шума, в соответствии с пунктом 79 настоящих Методических указаний;

15) редуктор заливается индустриальным маслом 30 (машинное, марки Л) в соответствии с условиями, указанными подпункте 2) пункта 108 настоящих Методических указаний;

16) обеспечивается в соответствии с чертежами параллельность и перпендикулярность опор валов, осей и других взаимосвязанных деталей и сцентрированность осей между телами;

17) обеспечиваются зазоры между деталями в мерительных и подающих камерах лопастных колес, согласно пунктам 81 и 82 настоящих Методических указаний;

18) величину вертикальных зазоров регулируют затяжкой упорной цапфы вертикального вала.

87. При ремонте заменяются все поломанные и дефектные части и детали питателя, не обеспечивающие качественной сборки механизма в соответствии с данной инструкцией.

88. Не допускаются и бракуются детали, имеющие:

1) раковины и другие поверхностные пороки в чугунных и бронзовых деталях, подвергающихся значительным динамическим нагрузкам;

2) раковины на поверхностях, подвергающихся трению;

3) единичные раковины глубиной более толщины стенки или покрывающие более 10% поверхности;

4) усадочные трещины, не поддающиеся устранению;

5) раковины гнездового характера;

6) раковины и трещины (на зубьях зубчатых и червячных колес, на ободе и у основания зубьев);

7) расслоения, пузыри и другие пороки в обработанных на станках деталях.

89. Для отливок не допускаются раковины глубиной более 20% поверхности, на которой они расположены, а также сквозные трещины.

90. Исправление дефектов на поверхностях деталей, не подвергающихся механической обработке, производится только зачисткой наждачным кругом или вырубкой при условии, что глубина дефектов отливки не выходит за пределы минусового допуска для этих поверхностей (частей корпуса питателя).

91. Места, по которым проходит смазка, трущиеся и сопрягаемые поверхности, а также резьба очищаются и промываются.

92. Бугры, наплывы, литейные швы и другие неровности обрубаются и зачищаются.

93. На поверхностях чугунных и бронзовых отливок, не подвергающихся износу, допускается исправление раковин и других незначительных пороков заваркой их с последующей зачисткой. Погнутые лопасти ворошителя выправляются легкими ударами кувалды.

94. При ремонте корпуса неплотности во фланцевых соединениях и крышках люков устраняются очисткой их от старых прокладок и припиловкой соприкасающихся поверхностей, неплотности в корпусе редуктора устраняются шабрением поверхностей с проверкой их по краске.

Обнаруженные пороки, раковины и повреждения в корпусе устраняются заваркой или заправкой дефектных мест, а также установкой заплат и бандажей.

95. Поврежденные прокладки, изношенные болты и шпильки, имеющие сорванную и забитую резьбу, заменяются.

96. При ремонте приводного механизма управления клапанами проверяется равенство углов, образованных осями винта и поводков. При несовпадении углов один из поводков поворачивается вокруг оси заслонки, для чего переделывается его шпоночное соединение с валиком.

97. Отсекающие клапаны (заслонки) при наличии большого зазора между ними, а также между ними и корпусом подлежат ремонту:

1) стальные

—
наплавкой поверхностей электросваркой и последующей обработкой их до нормальных размеров опиловкой;

2) чугунные

—
установкой накладок. Если это сделать невозможно, клапаны заменяются.

98. Следы коррозии, риски, забоины и другие дефекты на уплотнительной поверхности клапана спуска пыли устраняются опиловкой и притиркой до восстановления необходимой плотности соприкосновения.

99. При ремонте вала забоины, задиры, риски и ржавчина на шейках и посадочных местах вала устраняются опиловкой с последующей шлифовкой наждачным полотном с маслом. Конусность и эллипсность на шейках вала не превышает 0,05 мм.

100. Выявленное проверкой на станке или в собственных подшипниках индикатором искривление вала выправляется на токарном станке, для чего вал устанавливается в центрах так, чтобы вогнутая сторона находилась сверху. В местах

наибольшей кривизны вал необходимо подпирается снизу домкратами, установленными на параллели станка, а на изогнутую часть накладывается медная прокладка и ударами молотка постепенно выправляется вал.

101. При разработке шпоночной канавки в полумуфте строгаются новая шпоночная канавка и подгоняется к ней шпонка, изготовленная заново. Пропиливается шпонка по гнезду вала и по этому же размеру подгоняется шпоночная канавка по гнезду полумуфты. Боковые грани призматических шпонок при этом плотно входят в гнездо. Зазор между гнездом в полумуфте и верхней гранью шпонки равен 0,2 мм.

102. Ремонт пальцев и кожаных шайб полумуфты производится, как указано в пункте 79 настоящих Методических указаний. При разработке посадочных мест во втулочных биметаллических подшипниках больше допустимой и зазора между шейкой вала и подшипником более 0,05 мм на сторону подшипники заменяются новыми.

103. После проверки наличия масла в масленках и общего осмотра по требованию мастера участка пылепитатель включается вахтенным персоналом в работу для опробования его без пыли в течение 1,5

—
2 часа.

104. Перед пуском питателя для обкатки на холостом ходу проверяется исправность электродвигателя и электропроводки, правильность положения пусковых и регулирующих устройств, правильность заполнения смазкой редуктора по указателю и наполнение масленки, подающей масло к валу питателя, закрытие отсекающих клапанов (заслонок) у бункера, клапаны спуска пыли, плотность закрытия люков крышками, легкость вращения вручную механизма питателя.

105. Пускается электродвигатель и устанавливается требуемое число оборотов пылепитателя. Наблюдение за работой пылепитателя на холостом ходу ведется ремонтным персоналом и заключается в прослушивании механизма, проверке вибрации и отсутствия недопустимого нагрева подшипников и сальников.

106. Допустимая величина вибрации агрегата

—
не более 0,1 мм.

После капитального ремонта червячной и зубчатой передач масло меняется по заключению химической лаборатории.

107. При нагреве подшипников выше 60

○
С останавливается питатель и проверяется состояние смазки подшипников, зазоры в подшипниках и между вращающимися деталями. При нагреве сальников ослабляется затяжка букс. При повышенной вибрации проверяется центровка агрегата и правильность посадки деталей на вал, отсутствие слабины.

108. Во время работы лопастного питателя пыли под нагрузкой в пробной эксплуатации в течение 24 часов отслеживается:

1) правильностью работы и температурой нагрева подшипников и масла в масляной ванне редуктора, которая не превышает 70

С;

2) правильностью работы смазочных устройств: за заполнением смазкой по риске маслоуказателя в редуктор индустриальным маслом 30 (машинное масло марки Л), полным заполнением подшипников качения и масленок, подающих смазку к валу пылепитателя, тугоплавкими смазками;

3) местами утечек масла в крышках и уплотнениях;

4) правильностью и бесперебойностью работы питателя, за тем, чтобы не было недопустимой вибрации подшипников электродвигателя (более 0,1 мм), ненормального шума, стуков, ударов, заеданий, значительного нагревания трущихся частей, а также нагрева и шума в редукторной передаче;

5) отсутствием неплотности, выбивания пыли в корпусе и во фланцевых соединениях пылепитателя, в крышках к лючкам и клапане спуска пыли;

6) плавностью и легкостью регулирования подачи пыли пылепитателем в пределах 450 - 1350 об/мин;

7) нагрузкой электродвигателя питателя по приборам (превышение нагрузки по амперметру против нормальной указывает на ненормальность работы агрегата);

8) правильностью положения указателя открытия и закрытия клапанов, установки стопора клапана спуска пыли.

109. При прекращении подачи пыли питателем:

1) перекрывается доступ пыли в бункера, закрываются клапаны, срабатывает пыль в корпусе, останавливается электродвигатель, снимается напряжение и открывается клапан для спуска оставшейся пыли из корпуса питателя;

2) вскрывается крышка люка для доступа к механизму питателя, проверяется, не заклинен ли ворошитель и нет ли в корпусе питателя посторонних тел (щепы, металлических кусков), и удаляются;

3) проверяется целость предохранительного штифта и заменяется его новым в случае повреждения;

4) при заклинивании колес производится разборка механизма, снимается ворошитель, крышки, чашки, подающие и мерительные лопастные колеса;

5) очищаются все детали от пыли и посторонних тел и устанавливаются на место, заменяя при этом дефектные, проворачивается вручную за муфту механизм питателя, убеждаются в легкости и плавности его вращения, закрывается крышка люка и клапан спуска пыли, заполняется масленка подшипника и камера редуктора смазкой и вновь пускается питатель в работу.

110. Чтобы пыль не попадала в ванну редуктора у лопастных питателей отдалается камера редуктора от пылевой камеры, согласно рисунку 1 приложения 9 к настоящим Методическим указаниям. Применяется двойное фетровое уплотнение с подачей солидола масленкой в свободную полость между двумя фетровыми кольцами. В питателях, где наблюдается попадание пыли в редуктор из-за малой высоты сальниковой камеры (около 20 мм), ее высоту следует увеличить до 40

60 мм.

Параграф 2. Шнековые питатели

111. Шнековые питатели пыли показаны на рисунке 3 согласно приложению 9 к настоящим Методическим указаниям, а их характеристики приведены в таблице 1 согласно приложению 9 к настоящим Методическим указаниям.

112. Наиболее частые повреждения шнекового питателя пыли:

1) истирание кромок спирали шнека и кожуха изнутри. Истирание шнека обнаруживается через лючки или по уменьшению нагрузки по току против нормальной ;

2) искривление и поломка вала шнека в результате неудовлетворительной сборки или запрессовки шнека угольной пылью. Искривление вала обнаруживается наблюдением за шнеком и прослушиванием его во время работы. Незначительные искривления обнаруживаются при разборке шнекового питателя;

3) износ шариковых подшипников, происходящий в результате беспокойной работы шнека, применения некачественной смазки, забивания подшипника угольной пылью или работы подшипников без смазки. Характер износа определяется при разборке шнекового питателя и подшипников;

4) износ шеек валов в результате неправильной сборки подшипников, беспокойной работы шнека или нарушения системы смазки;

5) пыление через сальниковые уплотнения, которое может быть результатом неправильной сборки, плохой набивки сальников, недостаточной плотности сальника или выработки самой набивки;

6) обрывы клиновидного ремня вследствие неправильной сборки привода или использования недоброкачественного ремня.

113. Порядок разборки и осмотра шнекового питателя пыли:

1) снимается ограждение ведомого и ведущего колес привода, отворачиваются болты крепления;

2) снимаются ремни, подводится под электродвигатель тележку, верхний лист которой изогнут, и отворачивают болты, крепящие электродвигатель к корпусу питателя. Осторожно снимается электродвигатель и устанавливается на специальные деревянные подкладки;

3) снимаются масленки, разбираются, очищаются от масла, промываются керосином и вытираются насухо;

4) отворачивается упорная гайка на валу шнека, стягивается ведомое колесо при помощи съемника. При снятии колеса проверяется плотность посадки его на вал щупом (щуп толщиной 0,05 мм не входит между колесом и валом);

5) снимается крышка корпуса головного подшипника, разбирается упорный подшипник, отворачиваются болты корпуса и снимается опорный подшипник с вала вместе с корпусом подшипника. Снимается корпус сальника вместе с нажимной втулкой и вытягивается набивка;

6) открепляется и снимается крышка опорного хвостового подшипника, отворачиваются гайки, открепляется корпус подшипника и снимается вместе с подшипником;

7) снимается и разбирается сальник со стороны хвостового подшипника, очищается и осматривается;

8) вынимается шнек питателя, очищается от пыли и осматривается. Устанавливается степень износа спирали шнека. При износе спирали на 2 мм на сторону подготавливается новая спираль или шнек;

9) осматриваются шейки валов, наличие на них задиров, рисок, отсутствие эллипсности и конусности. Эллипсность и конусность допустимы до 0,05 мм. Проверяется обработка вала в местах прохода его через сальник, которая в этом месте будет

▽
6;

10) разъединяется корпус питателя на составные части. Определяется износ корпуса изнутри измерением диаметров составных частей корпуса по концам. При износе полости корпуса свыше 4 мм по диаметру изношенные части заменяются.

114. После ремонта и замены изношенных деталей производится сборка шнекового питателя в последовательности, обратной разборке.

115. До сборки питателя производится осмотр и необходимый ремонт задвижки с перебивкой сальника. После установки задвижки на месте над переходным патрубком корпуса производится осмотр задвижки и ее привода и расхаживается, задвижка при этом закрывается и открывается отверстие пылевого бункера без значительных усилий и плотно сходится в имеющуюся канавку в переходном патрубке корпуса питателя.

116. Сборка шнекового питателя производится в порядке:

1) собирается корпус питателя по частям и устанавливается на место. Зачищаются фланцы от старого уплотнения, проверяются все стыкуемые плоскости по шаблону или

линейке, имеющиеся на зеркале фланца неровности и риски устраняются напильником. Отклонение верхнего фланца переходного патрубка корпуса питателя от горизонтального положения не превышает

±

2 мм. Искривленные и поврежденные болты и гайки заменяются новыми.

Закладываются в разъемы прокладки из паранита или картона толщиной 1,5 мм и плотно затягиваются болты. Прокладки вырезаются без рванин и неровностей;

2) устанавливается шнек в корпус, собираются и устанавливаются concentрично корпусу сальниковое уплотнение из пеньковой набивки или технического войлока, набивка при этом плотно заполняется гнезда корпуса и туго схватывается вал;

3) закладывается технический войлок в сальник корпуса подшипника, укрепляются корпуса подшипников с обоих концов шнека. В раземе между корпусами подшипников и корпусом шнека закладывается асбестовый шнур диаметром 20 мм или пеньковую жировую набивку и плотно затягивается;

4) собирается упорный подшипник. Торцовый зазор со стороны упорного подшипника определяется в пределах 0,15

—

0,2 мм, а со стороны опорного - не менее 5 мм с целью обеспечения свободного расширения вала. Выверяется положение шнека в корпусе. Зазор между спиралью шнека и корпусом определяется не больше 2 мм на сторону. После выверки шнека окончательно закрепляется упорный подшипник;

5) закладывается войлочная набивка в крышку головного подшипника, устанавливаются крышки обоих подшипников;

6) проверяется и подгоняется шпонка ведомого колеса, шнека, насаживается колесо на вал с натягом 0,05 мм. Проверяется посадка колеса по вертикали угольником и отвесом. Отклонение колеса от вертикали не более

±

0,5 мм;

7) устанавливается электродвигатель с ведущим колесом. Выверяется положение ведущего колеса

—

отклонение его от вертикали не превышает

±

0,5 мм. Проверяется совпадение ручьев на колесах для клиновидных ремней

—

несовпадение превышает 1 мм. Закрепляется электродвигатель;

8) надеваются клиновидные ремни;

9) вворачиваются масленки и заполняются их консистентной смазкой. Проверяется вращение шнека от руки и регулируется затяжка сальников;

10) надевается ограждение колес привода.

117. Погнутые лопасти спирали выправляются легкими ударами кувалды. При невозможности выправления искривления лопасти в холодном состоянии, они нагреваются до 600

—
700

°
С (до темно-вишневого цвета). Разрешается нагрев пламенем автогенной горелки.

118. При местном истирании поверхности лопастей спирали больше чем на 10 % поврежденные участки заменяются новыми витками. Изношенные участки обрезаются автогенным резакром, поверхность вала зачищается опилкой от остатков старой приварки, после чего электросваркой привариваются участки с новыми витками. При общем истирании лопастей спирали свыше 4 мм на сторону заменяется шнек целиком, если он работает неудовлетворительно.

119. Лопасти спирали вырезаются из листовой стали толщиной 5

—
6 мм по специальному шаблону. Заготовленным виткам в нагретом состоянии придается необходимая форма. Нагрев производится пламенем автогенной горелки до темно-вишневого цвета (600

—
700

°
С). После приварки лопастей к валу шнек проверяется и протачивается до необходимых размеров на токарном станке.

120. Искривленные участки вала выправляются в холодном состоянии при помощи домкратов или ударами кувалды. Значительные искривления вала устраняются нагревом пламенем автогенных горелок. Выправление вала считается законченным, когда наибольшая стрела прогиба его не превышает

±
0,25 мм.

121. Шейки валов и места прохода вала шнека через сальниковые уплотнения обрабатываются на токарном станке. При эллипсности или конусности шеек валов более 0,05 мм, а также при износе шеек валов и участка, где устанавливаются сальниковые уплотнения, изношенные участки наплавляют электросваркой. После этого вал шнека протачивается на токарном станке.

122. После восстановления изношенных участков лопасти, проточки мест прохода вала через сальник, обработки шеек вала, проверки состояния шпоночной канавки под ведомое колесо привода и резьбы под кольца подшипников шнек окончательно проверяется на токарном станке и устанавливается в корпус питателя.

В случае поломки вал шнека заменяется новым или заранее отремонтированным старым шнеком. Восстановление сломанных валов нецелесообразно.

123. Незначительные раковины в корпусах устраняются электросваркой с применением биметаллических (железо-медных) электродов.

124. Фланцевые соединения ремонтируются, как указано в подпункте 1) пункта 116 настоящих Методических указаний.

125. Лючки, имеющиеся на корпусе, вскрываются и после замены асбестового шнура устанавливаются вновь.

126. Проверяется плотность задвижки, как указано в пункте 115 настоящих Методических указаний.

127. Проверяется в корпусе состояние прилива и площадки, к которой крепится электродвигатель.

128. Трещины или другие пороки в приливе не допускаются.

129. При повреждении части корпуса, где имеется прилив под электродвигатель, необходима замена этой части.

130. В сопле для продувки проверяются состояние и плотность резьбы, плотность и наличие колпачка. Заменяется уплотнение между фланцем сопла и корпусом шнекового питателя.

131. Корпуса сальниковых уплотнений, имеющие трещины и раковины, заменяются новыми. Сальниковые нажимные втулки имеют скос, обеспечивающий уплотнение набивки от стенки к центру. Первоначальная затяжка буксы обеспечивает возможность шнеку производить 1,5

—
2 оборота при опробовании его от руки.

132. Ведомое и ведущее колеса шнекового питателя, имеющие трещины, раковины и дефекты в ступице и на ободе, заменяются новыми. Ручьи на ободе под клиновидные ремни или выступы обода при применении ременных передач подлежат проверке. Имеющиеся неровности удаляются и зачищаются.

133. При слабой посадке ведомого или ведущего колеса из-за выработки посадочного места ступицы колеса заменяются новыми или ремонтируются. Ремонт заключается в проточке ступицы и запрессовке специальной втулки соответствующего диаметра.

134. После проверки наличия масла в масленках и общего осмотра по требованию мастера участка пылепитатель включается вахтенным персоналом в работу для опробования его без пыли в течение 1,5

—
2 часа.

135. За пылепитателем, работающим на холостом ходу, ремонтным персоналом ведется наблюдение, которое состоит в прослушивании питателя, проверке вибрации подшипников и отсутствия нагрева сальников и подшипников. При нагреве подшипников выше 60

o

С останавливается питатель, проверяется состояние смазки подшипника, зазоры в подшипнике и между спиралью и корпусом. При нагреве сальников ослабляется затяжка букс.

136. Вибрация питателя допускается в пределах до 0,1 мм. При повышенной вибрации проверяется правильность посадки подшипника и зазоры в самом подшипнике, между подшипником и корпусом, а также посадку ведомого и ведущего колес, натяжение ремней и совпадение ручьев на ободах колес.

Глава 6. Сепараторы

137. На электростанциях устанавливаются сепараторы пыли типов показанных на рисунках 1 и 2 согласно приложению 10 к настоящим Методическим указаниям. Характеристики сепараторов даны в таблице 1 и 2 согласно приложению 10 к настоящим Методическим указаниям.

138. Наиболее частыми повреждениями сепараторов являются:

1) истирание внутреннего конуса, желоба и течи сепаратора частичками пыли. Повреждения внутреннего конуса, желоба и течи выявляются при осмотре их через лазы;

2) истирание и коррозия кронштейнов, на которых подвешен внутренний конус сепаратора. Состояние кронштейнов внутреннего конуса определяется при осмотре сепаратора изнутри;

3) износ внешнего конуса корпуса сепаратора. Износ обнаруживается при определении присосов мельничных сепараторов при помощи флажка из легкой ткани, при опрессовке пылесистемы, а также по пылению. Характер износа и место его определяются после снятия изоляции в районе выявленного присоса;

4) износ поворотных лопаток;

5) защемление приводного механизма регулировочных лопаток. Повреждение обнаруживается внешним осмотром;

6) повреждение взрывных клапанов в результате разрывов материала клапанов или естественного износа. Повреждения обнаруживаются при внешнем осмотре;

7) нарушение изоляции сепаратора.

Повреждения внутренних частей, а также корпуса сепаратора устраняются заменой изношенных участков.

139. До начала ремонта внутреннего конуса сепаратора производится заготовка конических обечаек или полуобечаек в зависимости от объема предстоящего ремонта. Подготовленные для ремонта заготовки пригоняются вне сепаратора. Для увеличения срока службы эти листы наплавляются сталинитом. При заготовке листов учитываются их транспортабельность и возможность подачи через лазы.

При замене значительных участков внутренних частей сепаратора в корпусе вырезается временный лаз таких размеров, чтобы обеспечивается подача заготовок. В этом случае заготовки не только пригоняются, но и частично свариваются вне сепаратора.

Подача заготовок металла производится при помощи талей или других такелажных приспособлений, подвешенных снаружи и внутри сепаратора.

Для удобства подачи заготовок и припасовки их на заготовки привариваются временные монтажные скобы, которые срезаются после замены поврежденного участка

Вырезка поврежденных участков производится пламенем газового резака.

Для установки сменяемых участков до прихватки применяются установочные скобы.

Приварка новых участков выполняется электросваркой в стык.

140. Для защиты внутреннего конуса от износа бронируется плитами из белого чугуна или марганцовистой стали, согласно рисунку 3 приложения 10 к настоящим Методическим указаниям или наплавкой его твердым сплавом, например электродами типа Т-590 или Т-620.

Применяется наварка стальными прутками диаметром 16 мм с шагом 60

100 мм, согласно рисунку 4 приложения 10 к настоящим Методическим указаниям или бетонируется наружная поверхность внутреннего конуса по сетке с ячейкой 60

^x
60 мм из проволоки диаметром 6

8 мм. Применяется для приготовления бетона быстросхватывающийся глиноземистый цемент, что резко сокращает срок ремонта.

141. Изношенная течка внутреннего конуса заменяется новой или ремонтируется наложением заплат.

142. Изношенные участки корпуса заменяются новыми, изготовленными из листовой стали толщиной 8 мм. Для ремонта корпуса сепаратора снимается изоляция и обнажается весь поврежденный участок, который аккуратно очерчивается мелом и обрезается пламенем автогенного резака.

До полной обрезки к сменяемому участку привариваются одна

две скобы из круглой стали. За эти скобы сменяемый лист привязывается канатом или подхватывается крюком и подвешивается к талям.

Подготовленные новые участки листовой стали подаются к месту повреждения, припасовываются при помощи установочных скоб и прихватываются электросваркой.

Обварка замененного участка производится электросваркой после окончательной пригонки заготовки.

143. При осмотре приводной механизм лопаточного аппарата очищается от пыли и грязи. Заменяются изношенные, погнутые или корродированные детали. Погнутые соединительные кольца и поводки лопаток выправляются. Все места сопряжения механизма смазываются маслом. Устанавливается необходимый угол открытия лопаток для регулировки тонкости пыли.

144. Порванные или поврежденные взрывные клапаны заменяются новыми. Взрывные предохранительные клапаны выполняются из мягкой жести толщиной не более 0,5 мм с одинарным швом посередине либо из листового алюминия толщиной до 1 мм с надрезом посередине. Наиболее часто для взрывных предохранительных клапанов

—
пользуются асбестовым картоном толщиной 3 - 5 мм. Под асбестовым картоном устанавливается решетка или проволочная сетка с ячейками не менее 50 мм.

145. После ремонта удаляются изнутри куски металла и посторонние предметы, тщательно уплотняются лапы между болтами прокладками из асбестового шнура диаметром 10

—
20 мм и сильно затягиваются.

146. Плотность сепараторов пыли проверяется при работе вентилятора мельничной системы. Выявленные места присосов устраняются подваркой или наложением небольших заплат из листового металла. Поврежденная изоляция на поверхности сепаратора и снятая для обнажения участков сепаратора восстанавливается после ремонта в первые дни эксплуатации пылесистем.

147. После окончания ремонта сепаратора мастер участка делается запись в ремонтном журнале о том, какой ремонт произведен и какие участки заменены новыми

148. Проверяется, отвечают ли сепараторы нормам расчета, и в случае, если они лимитируют работу мельниц, проводится их реконструкция.

149. Например, на наружной поверхности внутреннего конуса для гашения скорости крупных частиц и направления их вниз, а также для выравнивания потока по сечению сепаратора приваривается отгибающееся кольцо высотой 200 мм, как показано на рисунке 5 согласно приложению 10 к настоящим Методическим указаниям. Кроме того, для предотвращения закорачивания пылевого потока, помимо лопаток и попадания через верхние зазоры крупных пылинок в готовую пыль, лопаточный аппарат уплотняется верхним и нижним кольцами.

150. Реконструкция сепаратора, согласно рисунку 6 приложения 10 к настоящим Методическим указаниям, заключается в установке под внутренним конусом отбойной

плиты, предназначенной для гашения кинетической энергии аэропотока и сепарации крупных частиц с последующим их провеиванием. Для выравнивания потока и объемной сепарации при скоростях 4

4,5 метр/секунда (далее - м/с) делаются цилиндрические вставки.

Вышеупомянутые варианты реконструкций хорошо зарекомендовали себя на пылесистемах, работающих на угле типа АШ.

151. При грубом помоле сепаратор устанавливается под внутренним конусом отбойной плиты и створок для провеивания возврата из внутреннего конуса и крепления под крышкой сепаратора отбойного конуса, согласно рисунку 7 приложения 10 к настоящим Методическим указаниям.

152. Для уменьшения сопротивления сепаратора рекомендуется конусное расширение пылеприводов на входе и выходе сепаратора, согласно рисунку 8 приложения 10 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 7. Циклоны

153. На электростанциях устанавливаются циклоны типов показанных на рисунках 1 и 2 согласно приложению 11 к настоящим Методическим указаниям. Их характеристики даны в таблицах 1 и 2 согласно приложению 11 к настоящим Методическим указаниям.

154. При работе на зольных топливах верхняя часть циклона покрывается броней, выполненной из листовой стали или плиток базальта. Внешняя поверхность корпуса циклона изолируется. Предохранительные клапаны устанавливаются над регулирующей трубой. Сечение и число предохранительных клапанов выбираются согласно Правил взрывобезопасности топливоподачи для приготовления и сжигания пылевидного топлива, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 января 2015 года № 39 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10549).

155. Повреждения циклона мельничных систем происходят из-за истирания пылью верхней части корпуса, коррозии регулирующей трубы и патрубков предохранительных клапанов и разрыва их материала.

156. Наиболее частые повреждения циклонов:

1) истирание корпуса и брони циклона на участке входа угольной пылью. Повреждение обнаруживается осмотром циклонов или проверкой присосов на участке циклона;

2) коррозия регулирующей трубы в связи с влагой в газовой смеси. Степень коррозии определяется при осмотре циклона изнутри, через лаз;

3) повреждение предохранительных клапанов в результате разрыва материала клапанов и коррозии из патрубков. Интенсивной коррозии подвергаются те участки

патрубков клапанов, которые выведены за пределы котельной. Повреждения взрывных клапанов обнаруживаются внешним осмотром;

4) нарушение изоляции циклона.

157. Изношенные участки корпуса заменяются новыми, изготовленными из листовой стали, толщиной 8

10 мм. Перед установкой эти листы наплавливают сталинитом для удлинения срока службы. Подготовка листов стали для замены изношенных участков производится на вальцах или ручным способом.

158. Поврежденный участок освобождается от изоляции, очерчивается мелом и обрезается пламенем автогенного резака.

159. Спуск сменяемых участков корпуса на площадку циклонов и подача новых листов для замены производятся при помощи талей или блоков, заранее подвешиваемых над циклоном.

160. Приварка новых участков производится электросваркой.

161. В зависимости от характера ремонта до начала его устанавливаются леса.

162. Изношенные участки брони удаляются, и на их место ввариваются новые листы металла. Сварные швы выполняются наружными. Зазоры в стыках с внутренней стороны циклона заделываются и тщательно зачищаются. При использовании брони из базальтовых плиток поврежденные участки брони выкладываются новыми плитками. Плитки базальта закрепляются Т-образными металлическими направляющими и кладутся на цементном растворе.

163. При замене изношенных участков или бронировании внутренней поверхности циклона обращается внимание на недопустимость выступов, так как они значительно ухудшают работу циклона.

164. Циклон бронируется бетоном. Снаружи циклона устраивается опалубка из досок по высоте цилиндрической части и заливается бетоном толщиной 100

120 мм.

165. Корродированные или изношенные участки регулирующей трубы заменяются новыми участками.

При замене регулирующая труба заготавливается на площадке циклонов и затем подается внутрь циклона, где сваривается электросваркой.

Удаление изношенных участков регулирующей трубы и подача новых производятся через лаз или крышку корпуса циклона.

166. Для удобства работ внутри циклона до начала ремонта изготавливаются деревянные леса. При крупных ремонтных и реконструктивных работах по сепараторам и циклонам применяется монтажная стрела, согласно рисунку 3 приложения 11 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 8. Мигалки

167. Для спуска пыли из циклона рекомендуются конусные мигалки. Эти же мигалки применяются на течках возврата угля из сепаратора, согласно рисунку 1 приложения 12 к настоящим Методическим указаниям, а также на течках сырого угля перед мельницей. В последнем случае во избежание замазывания к мигалке подается горячий воздух.

168. Характеристики конусных мигалок приведены в таблице 1 согласно приложению 12 к настоящим Методическим указаниям.

169. Чем больше удельная производительность мигалки (в пределах ее пропускной способности), тем выше ее чувствительность и тем лучше она работает. Если же мигалка недогружена, она теряет чувствительность, вследствие чего произойдет полное забивание пылеспускной трубы или выпуск пыли. Заполнение происходит не непрерывно, а периодически, со всеми вытекающими из этого вредными последствиями. Поэтому диаметр мигалки с запасом не выбирается.

169. Для улучшения работы конусной мигалки рекомендуются следующие усовершенствования:

1) увеличение глубины опорного гнезда клапана мигалок приваркой направляющей втулки;

2) проточка рабочих поверхностей конуса клапана и кромки течки для увеличения плотности мигалки;

3) выполнение одной из стенок корпуса мигалки выдвижной, чтобы обеспечивался доступ к механизму для возможности свободного регулирования ее работы;

4) сигнализация работы мигалок при помощи переключателей, кинематически связанных с рычагами мигалок, переключатели включаются в цепь установленных на тепловом щите сигнальных лампочек, мигание которых свидетельствует о их действии.

170. Если в угле много щепы, на течке возврата из сепаратора более надежно работают клапанные мигалки.

171. В конусных мигалках изнашивается в основном конус, который заменяют новым. Для осмотра мигалки открываются лючки.

172. В клапанных мигалках изнашиваются клапан и подшипники. Для ремонта открывается крышка и заменяются изношенные детали.

Глава 9. Пылегазовоздухопроводы

173. При замене пылепроводов ставятся новые пылепроводы сечением, обеспечивающим следующие скорости на участках:

1) мельница
—
сепаратор
—

16 м/с;

2) сепаратор

—

циклон

—

11

—

12 м/с;

3) циклон

—

мельничный вентилятор

—

8

—

9 м/с.

174. Сортамент труб для изготовления пылегазопроводов приведен в таблице 1 согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

175. При замене пылегазовоздухопроводов или отдельных их участков при ремонте следует брать толщину стенок:

1) воздухопроводы горячего воздуха диаметром до 1 метра и прямоугольные со стороной до 1 метра выполняются из листовой стали толщиной 2 мм, воздухопроводы больших размеров

—

из листовой стали толщиной 3 мм;

2) ребра жесткости для круглых коробов горячего воздуха с толщиной стенки 2 мм ставятся при диаметре более 500 мм. Шаг ребер жесткости

—

1000 мм;

3) пылепроводы от смесителей к горелкам выполняются из стальных труб заводского изготовления с толщиной стенки 6

—

8 мм (в зависимости от сортамента изготавливаемых труб). На колена привариваются противонасосные накладки;

4) пылевоздухопроводы от воздухораспределительного коллектора до смесителя пыли при подаче пыли горячим воздухом применяются с толщиной стенки 2

—

3 мм;

5) пылепроводы от воздухораспределительного коллектора до смесителя пыли при подаче пыли мельничным вентилятором, а также сбросные пылепроводы изготавливаются из труб с толщиной стенки 4 мм на прямых участках и 5 мм на поворотах;

б) круглые пылепроводы системы пылеприготовления выполняются с толщиной стенки 4 мм, кроме колен на участке от мельницы до циклона, которые выполняются с толщиной стенки 5 мм;

7) толщина стенок элементов прямоугольного сечения системы пылеприготовления, например воздухораспределительного коллектора, определяется расчетом на прочность, но не превышает 8 мм.

176. На изгибах пылепроводов к горелкам предусматриваются противоизносные накладки.

Колена пылепроводов можно бронировать от износа бетоном, согласно рисунку 1 приложения 13 к настоящим Методическим указаниям. По полупериметру с наружной стороныгиба к пылепроводу приваривается кожух из стального листа толщиной 2

3 мм. В верхних точках кожуха вырезаются небольшие отверстия, через которые заливается бетон. Для лучшего уплотнения бетон утрамбовывается через отверстия, а также постукивается снаружи по кожуху. После схватывания бетона дополняется усадка, дав ей выстояться, далее завариваются отверстия.

177. Производится сварка пылегазовоздухопроводов.

178. Пылегазовоздухопроводы прямоугольного сечения из листов толщиной 3 мм подготавливаются к сварке внахлестку, согласно рисунку 2а) приложения 13 к настоящим Методическим указаниям из листов толщиной 3

5 мм в стык без разделки кромок, из листов толщиной более 6 мм

в стык с разделкой кромок, согласно рисунку 2б) приложения 13 к настоящим Методическим указаниям.

179. Стенки прямоугольных коробов из листовой стали толщиной 2 и 3 мм соединяются подкладным угольником, согласно рисункам 3а), 3б) приложения 13 к настоящим Методическим указаниям, толщиной 5 мм и более

без подкладного угольника, согласно рисунку 3в) приложения 13 к настоящим Методическим указаниям.

180. Прямоугольные короба со сторонами свыше 1000x1000 мм стыкуются пригоночными планками из полосовой стали 60x6 мм, приваренными к торцу короба при его изготовлении. Для уменьшения сопротивления воздушного или газового трактов пригоночные планки устанавливаются снаружи, согласно рисунку 4 приложения 12 к настоящим Методическим указаниям.

181. Для стяжки коробов при их сборке и стыковке применяются коротыши-угольники с соответствующими болтами или клиньями. На стенках

прямоугольных коробов угольники устанавливаются приблизительно через 1 метр. При изготовлении коробов угольники привариваются к одному из них, а к другому - только прихватываются и окончательно привариваются при установке коробов на место.

182. Продольные швы коробов круглого сечения из листовой стали толщиной 2 – 3 мм подготавливаются к сварке внахлестку, согласно рисунку 5а) приложения 13 к настоящим Методическим указаниям, коробов с толщиной стенки 5 мм и более – в стык с накладкой, согласно рисунку 5б) приложения 13 к настоящим Методическим указаниям.

183. Поперечные стыки коробов круглого сечения с толщиной стенки 3 мм и более подготавливаются к сварке в стык без подкладных колец, поперечные стыки коробов из листовой стали с толщиной стенки 2 мм подготавливаются к сварке в стык с применением подкладных колец толщиной 4 мм, как показано, на рисунке 6 согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

184. При стыковке пылегазовоздухопроводов круглого сечения диаметром более 750 мм в качестве стяжек устанавливаются четыре угольника, а диаметром менее 750 мм – три угольника.

185. При крупных ремонтах и реконструкциях габаритные размеры и вес участков пылегазовоздухопроводов, заготавливаемых перед ремонтом, определяются наличием и характеристикой грузоподъемных средств.

186. Соединения участков пылегазовоздухопроводов между собой (монтажные стыки) располагаются в местах, удобных для сварочных работ. Для уплотнения фланцевых соединений применяется листовой асбест, асбестовый шнур и технический картон, толщина, которых указаны в таблице 2 приложения 13 к настоящим Методическим указаниям.

187. Для пылепроводов диаметром 500 мм и меньше прокладки из листового асбеста изготавливаются сплошными кольцами, для пылепроводов диаметром более 500 мм – отдельными сегментами. Стык двух сегментов осуществляется клином, согласно рисунку 7 приложения 13 к настоящим Методическим указаниям.

188. Для фланцевых соединений газозухопроводов сечением от 1500 x 1500 до 2500 x 2500 мм применяется прокладка из шнурового асбеста диаметром 8 - 10 мм, укладываемая "змейкой", как показано на рисунке 8 согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

189. Для плотности фланцевых соединений пылепроводов асбестовые прокладки смазываются с обеих сторон жидким стеклом или суриком. При установке прокладок в

пылепроводах не допускается их выпуск за кромки фланцев внутрь труб, так как выступающая прокладка способствует отложению пыли.

190. Величина компенсирующей способности линзовых компенсаторов прямоугольного и круглого сечений указывается в проекте, а в случае отсутствия этих указаний принимается по таблице 3 согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

191. Растяжка компенсаторов диаметром более 700 мм достигается расклиниванием изнутри волн компенсатора кусками дерева или металла в четырех местах по периметру, как показано на рисунке 9а) согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

192. Компенсатор малого сечения на пылегазовоздухопроводах растягивается при помощи крестовин, укрепленных на фланцах компенсатора хомутами; крестовины раздвигаются дистанционными болтами, как показано на рисунке 9б) согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

193. Компенсаторы с внутренними защитными рубашками устанавливаются так, чтобы приваренный конец рубашки был обращен навстречу потоку аэросмеси.

194. Заготовку участков пылегазовоздухопроводов производится с учетом допусков, согласно таблице 4 приложения 13 к настоящим Методическим указаниям.

195. Собранные участки пылегазовоздухопроводов проверяются наружным осмотром:

1) участки обладают достаточной жесткостью, допускающей подъем и установку их в проектное положение без провисания и перегибов;

2) качество сварных соединений проверяется керосином, обнаруженные дефектные участки сварных швов вырубаются и завариваются вновь;

3) проверяется качество приварки ушков и хомутов для крепления подвесок и скоб для кантовки и подъема участков пылегазовоздухопроводов.

196. Короба холодного воздуха очищаются от грязи, окалины, ржавчины и покрываются антикоррозионной краской. Основные материалы для окраски коробов:

1) алюминиевая серебристая краска типа АЛ-177;

2) маслостойкая серо-стальная краска типа АБЛ-20, водомаслостойкая красная эмаль типа ФСХ-26;

3) железный красный сурик или битумный черный лак.

197. Работы по изоляции пылегазовоздухопроводов, пылевых циклонов и сепараторов производятся с максимальным применением средств механизации и заканчиваются полной отделкой поверхности изоляции (оштукатуриванием, окраской и оклейкой).

198. Перед изоляционными работами, смонтированные пылегазовоздухопроводы опрессовываются воздухом и сдаются под изоляцию по акту.

199. До начала изоляционных работ к пылегазовоздухопроводам, пылевым циклонам и сепараторам привариваются детали крепления, предусмотриваемые рабочими проектами тепловой изоляции.

200. На вертикальных поверхностях через 3 — 4 метра по высоте привариваются опорные (разгрузочные) полки из листовой стали толщиной 3 мм, ширина которых на 5 — 10 мм меньше толщины слоя изоляции. К опорным полкам на расстоянии 10 мм от их края приваривается прерывистым швом проволока диаметром 5 мм для крепления наружного каркаса изоляции.

201. При изоляции матами на поверхности изолируемого элемента привариваются штыри из проволоки диаметром 3 мм, при изоляции совелитовыми или вулканитовыми плитами — крючки.

202. Маты накалываются на штыри, концы которых на поверхности наружного слоя матов отгибаются под углом 90 градусов. Расстояния между штырями для горизонтальных и вертикальных стенок показаны на рисунке 10 согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям. Длина штырей на 25 мм больше толщины слоя изоляции. Каждый слой матов дополнительно крепится продольными и поперечными струнами из проволоки диаметром 1,2 мм.

203. При изоляции плитами к крючкам привязываются пучки проволоки диаметром 1,2 мм для крепления плит. Нижние горизонтальные поверхности (в потолочном положении) дополнительно укрепляются сеткой № 12 — 1,2.

204. После установки блоков в проектное положение заканчиваются все доводочные работы:

- 1) заделываются монтажные стыки и неизолированные места строповки;
- 2) изолируются места креплений, опор, подвесок, кронштейнов.

205. Опоры и подвески устанавливаются по трассе пылегазовоздухопроводов с учетом расположения сварных стыков от края опоры на расстоянии не менее 50 мм.

206. Скользящая опора при установке сдвигается на величину теплового перемещения короба в сторону, обратную перемещению.

207. При закреплении хомутов подвесок на смонтированном пылегазовоздухопроводе, сдвигается хомут против отвесного положения тяги на половину величины теплового расширения короба в сторону, обратную перемещению.

208. Пружины опор и подвесок во время монтажа пылегазовоздухопроводов разгружаются распорными приспособлениями, а при окончательной установке затягиваются в соответствии с указанием на чертеже.

209. Опоры и подвески, заделываемые в элементы здания, допускается нагружать только после схватывания бетона (6

7 суток).

210. При нагрузке подвесок блоками во избежание перегрузки одних подвесок за счет других обеспечивается равномерный натяг. При нагрузке пружинных подвесок производится предварительный натяг, величина которого указывается в рабочих чертежах. Витки пружин после дополнительного натяга не сжимается до соприкосновения друг с другом.

211. При монтаже пылегазовоздухопроводов предусматривается свободное тепловое перемещение их в процессе эксплуатации. Во избежание сдвига при расширении у мертвых опор хомуты затягиваются.

Чтобы избежать передачи нагрузки на корпуса вращающихся механизмов от собственного веса элементов пылегазовоздухопроводов, соединение коробов с вращающимися механизмами обеспечивается без натяга, устанавливаются короба на постоянные опоры.

212. При монтаже бесфланцевых участков газоздухопроводов используются заранее приваренные монтажные уголки, выверка производится клиньями, как показано на рисунке 11 согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

213. Взрывные клапаны диаметром (далее

D_y) 250

400 мм внутри здания применяются с асбестовой диафрагмой, согласно Правил техники безопасности. Взрывные клапаны D_y 400

1000 мм предусматриваются только с металлической диафрагмой.

214. Для уменьшения сопротивления тракта и устранения износа клапана взрывной клапан на выходном пылепроводе мельницы устанавливается на внутренней стенке пылепровода, со стороны мельницы.

215. При входе пылепроводов от мельничного вентилятора в короб первичного воздуха устанавливается плотный шибер конструкции предложенной на рисунке 12 согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям или перекидной клапан конструкции предложенной на рисунке 13 согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

216. Прямоугольные клапаны с проходом 300х400 по 500х1000 мм изготавливаются одноосные, с проходом 600
—
700 по 1000 х 1000 мм
—
двухосные, с проходом 1200 х 600 по 1500 х 1200 мм
—
трехосные, с проходом 1600 х 1000 по 2000 х 2000 мм
—
четырёхосные и с проходом 2200 х 1200 по 2400 х 2000 мм
—
пятиосные.

217. Приводы с червячным редуктором применяются только в клапанах, требующих для управления больших усилий. В остальных случаях применяется более простой в изготовлении и удобный в эксплуатации рычажный привод.

218. Предусмотренные проектом лазы для освидетельствования и чистки газозовоздухопроводов устанавливаются плотно на асбестовой прокладке. В лазах не имеются выступы и впадины, способствующих отложению пыли. Применяются лазы (люки) как показано на рисунке 13 согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

219. Перед опробованием смонтированных пылегазовоздухопроводов снимаются с компенсаторов крестовины, установленные для растяжки, и проверяется:

- 1) исправность предохранительных клапанов пылегазовоздухопроводов;
- 2) отсутствие посторонних предметов и грязи;
- 3) плотность закрывания регулировочно-отключающих устройств;
- 4) легкость и направление вращения их в соответствии с указателями приводов управления.

220. Герметичность участков пылегазовоздухопроводов, работающих под избыточным давлением, проверяют давлением от работающего вентилятора. Для окраски струи воздуха во всасывающий патрубок дутьевого вентилятора подбрасывается меловой порошок. Герметичность пылепроводов проверяется без подсыпки мелового порошка.

221. При работающем дымососе герметичность газопроводов под разрежением проверяется пламенем свечи, при этом пламя засасывается в сторону неплотностей соединения. Плотность проверяется при закрытых шиберов за проверяемым участком.

222. Плотность сборки бункера проверяется зажиганием дымовой шашки внутри бункера.

223. Опробывается пылегазовоздухопровод под нагрузкой в комплексе с котлоагрегатом.

Глава 10. Шнеки

224. Характеристики шнеков (винтовых конвейеров) приведены в таблице 1 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям.

225. Наиболее частые повреждения пылеугольных шнеков:

1) срезание пальцев сцепления промежуточных цапф вследствие неравномерной нагрузки пальцев, из-за неправильной установки и сборки фланцев;

2) изгибы и поломка вала вследствие неудовлетворительной сборки промежуточных подшипников, а также в результате запрессовки шнека угольной пылью;

3) поломки вала и подшипников редуктора шнека, а также отрывы фланцев сцепления от вала винта в местах сварки из-за замазывания шнека влажной пылью;

4) истирание стенок желоба и кромок винта транспортируемой угольной пылью;

5) неравномерный износ кожи пальцев и разработка отверстий фланцев сцепления при неточной сборке;

6) искривление и провисание вала в результате неправильной сборки внутренних деталей шнека или запрессовки его угольной пылью;

7) неравномерное срабатывание зубьев шестерен редуктора шнека, перекося и разработка подшипников редуктора вследствие ослабления посадки шестерен на валах редуктора;

8) усиленное срабатывание зубьев шестерен и подшипников из-за утечек масла через уплотнения;

9) забивание пылью упорного подшипника вследствие недоброкачественно выполненного уплотнения.

226. До ремонта производится осмотр элементов шнека и выявленные дефекты заносятся в ведомость объема работ. При осмотре пылевого шнека обращается внимание на:

1) плотность посадки на вал полумуфт сцепления редуктора и выработку гнезд под пальцы;

2) плотность посадки на вал шестерен редуктора и характер выработки зубьев шестерен;

3) состояние подшипников редуктора;

4) состояние шеек вала и выработку гнезд полумуфт сцепления;

5) крепление рамы редуктора и наличие утечек масла из редуктора;

6) выработку вкладышей, состояние корпуса и уплотнений упорного подшипника;

7) выработку вкладышей подвесных подшипников, состояние их опор и подвесок;

8) состояние лопастей винта;

9) качество уплотнений в соединениях отдельных звеньев шнека и желоба, состояние корпуса шнека и крепление опорных стенок на фундаменте;

10) состояние влагоотсосов.

227. До начала ремонта шнека подготавливается инструмент и приспособления:

1) скобу для снятия полумуфт с вала редуктора и электродвигателя как показано на рисунке 1 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям;

2) приспособления для проверки валов винтов как показано на рисунках 2 и 3 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям;

3) шаблоны для проверки выступов и впадин фланцев вала, винтов и цапф как показано на рисунке 4 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям ;

4) контрольно-установочный вал для центровки подшипников;

5) гидравлический уровень;

6) шаблон для проверки желоба шнека как показано на рисунке 5 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям;

7) однофланцевую цапфу для центровки подвесных подшипников как показано на рисунке 6 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям;

8) приспособление для подъема винта шнека как показано на рисунке 7 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям.

228. До начала ремонта шнека заготавливаются материалы:

1) электрокартон толщиной 1

—
1,5 мм;

2) кожаные или резиновые кольца для пальцев полумуфт;

3) войлок на уплотнение;

4) стальную фольгу толщиной 0,1

—
0,15 мм для прокладок при центровках;

5) комплект болтов с гайками.

229. До останова шнека на ремонт срабатывается угольная пыль и не допускается перекидные заслонки на течках от циклона к этому шнеку, чтобы предупредить ошибочное их открытие.

230. После снятия напряжения с электродвигателя и оформления допуска на вывод шнека в ремонт приступают к разборке сцеплений привода, а затем к разборке самого шнека.

231. Разборка шнека производится в следующем порядке:

1) снимаются ограждения с полумуфт, сцепляющих электродвигатель с редуктором и редуктор со шнеком;

2) снимаются пальцы сцепления полумуфт и устанавливается характер износа кожаных колец. Производится осмотр отверстий под пальцы полумуфт, при этом определяются характер и степень их разработки;

3) отвертываются торцовые крышки валов редуктора, снимаются уплотнения на торцах валов, после чего щупом измеряются зазоры между наружным кольцом подшипника и корпусом крышки для проверки плотности посадки подшипника в своем гнезде;

4) отвертываются болты на фланце крышки редуктора. Крышка снимается при помощи тали и укладывается на деревянные подкладки фланцем вниз;

5) отсоединяются течи пылевого циклона от крышек желоба;

6) отвертываются болты на всей длине крышки желоба;

7) крышки маркируются с желобом краской и затем снимаются.

232. Посадка шарикоподшипников на вал производится по 2-му классу точности по системе отверстия напряженной посадки по таблице 2 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям.

233. Посадка подшипников в корпус производится по 2-му классу точности по системе вала скользящей посадки по таблице 3 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям.

234. После слива масла из редуктора и промывки редуктора проверяется:

1) правильность зацепления шестерен - измерением радиальных и боковых зазоров.

Радиальные зазоры между вершиной зуба и впадиной шестерни проверяются шаблоном. Боковые зазоры между зубьями с нерабочей стороны измеряются щупом, а боковые зазоры с рабочей стороны проверяются на краску. Величина радиального зазора находится в пределах 0,2

0,3 модуля. Разница радиальных зазоров, измеренная с двух торцов, не превышает 0,2 мм, а разница в боковых зазорах

0,1 мм. При проверке на краску следы ее покрываются не менее 75 % длины зуба, боковой зазор устанавливается 0,3

0,5 мм;

2) величина выработки не превышает 35 % толщины зуба;

3) плотность посадки шестерен на вал находится в пределах допусков, указанных в таблице 4 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям;

4) плотность посадки шариковых подшипников на валу и их общее состояние. Зазор между обоймой и шариками (роликами) не более 0,25 мм.

235. После того как проверено состояние редуктора, производится разборка его. Все детали укладываются на специально подготовленное чистое место.

236. После удаления из картера остатков масла и очистки его от грязи производится осмотр корпуса редуктора.

237. После снятия крышки шнека приступают к осмотру и разборке деталей, находящихся в желобе, проверяется:

- 1) состояние винта и характер износа лопасти;
- 2) состояние и крепление поперечных опор;
- 3) исправность подвесок и отсутствие коррозии и износа резьбы;

4) выработку нижних вкладышей подвесных подшипников. Выработка вкладышей измеряется шаблоном и щупом. Выработка вкладышей подшипников допускается в пределах 0,5 мм;

5) состояние шеек подвесных цапф. Уменьшение диаметра шейки цапфы на величину более 0,5 мм не допускается;

- 6) состояние полумуфт цапф и звеньев винта.

238. Для выемки винтов из желоба винт подвешивается при помощи тали или под него укладываются подкладки. Отвертываются одновременно соединительные пальцы на двух полумуфтах звена, и винт опускается на дно желоба. При опускании винт отодвигается в сторону, пока центрирующие заточки не выйдут из впадины.

239. После разборки винта на звенья приступают к разборке подшипников. Для этого снимается подвеска с нижним вкладышем и вынимаются цапфы с верхним вкладышем. Поперечные опоры остаются на своих местах, а подвески с навернутыми на них гайками снимаются.

240. После разборки подшипников свободно вынимаются звенья винта из желоба.

241. Выявленные во время разборки пылевого шнека дефектные детали подлежат исправлению. Наиболее изношенные элементы пылевого шнека, восстановление которых нерационально, заменяются новыми.

242. Погнутые лопасти винта выправляются легкими ударами кувалды. При значительных искривлениях лопастей выправление их производится в нагретом состоянии. Нагрев можно производить пламенем газовой горелки.

243. Искривленные участки вала выправляются в холодном состоянии ударами кувалды или при помощи домкрата. Значительные искривления устраняются в нагретом состоянии. Нагрев производится пламенем газовой горелки до температуры

500
—
600
°

С. Выправление вала считается законченным, когда кривизна его не превышает

±
1 мм на 10 метров длины. Изношенные шейки валов наплавляются электросваркой электродами с меловой обмазкой и протачиваются.

244. При местном истирании лопастей винта до 10 % поверхности поврежденные участки заменяются новыми витками. При общем истирании винта,

сопровождающемся снижением производительности шнека, вся винтовая поверхность замяется.

245. Витки оперения винта шнека вырезаются из стали толщиной 5
—
6 мм по специальному шаблону. Заготовленным виткам, нагретым газовой горелкой до темно-вишневого цвета (500

—
550

С), придается необходимая форма, после чего они привариваются к валу. Приварка осуществляется электродами Э42.

246. Для изготовления витков пылевого шнека используется специальное приспособление, согласно рисунку 8 приложения 14 к настоящим Методическим указаниям, состоящее из двух отрезков труб 1 и 2, приваренных к плите 3.

Труба 1 обрезается по винтовой линии. Шаг и диаметр этой винтовой линии соответствует шагу и наружному диаметру шнека.

Труба 2, приваренная внутри трубы 1, наружный диаметр, равняется диаметру вала шнека. В верхней части трубы 2 имеется прорезь 4, ширина которой на 1 мм больше толщины витка спирали, а глубина равна половине диаметра шнека. К трубе 2 по винтовой линии приваривается полоса 5. Верхняя кромка полосы 5 и среза трубы 1 находятся на одном уровне. Заготовка витка вкладывается в прорезь 4 трубы 2 и изгибается оттяжкой углов в разные стороны. Затем ударами молотка заготовке придается форма, чтобы края заготовки по всей длине прилегали к винтовой линии полосы 5 и винтовому срезу трубы 1.

Накладки 6 с отверстием служат для прижатия заготовки к оправке ломиком.

247. Состояние фланцев сцепления проверяется после того, как ликвидируются дефекты вала, выправляется и восстанавливается оперение винта. Проверка производится на отсутствие эксцентricности отверстий, параллельность обоих фланцев и правильность посадки их на вал винта.

248. Отсутствие эксцентricности и правильность шага отверстий у фланцев проверяются при помощи приспособления указанном на рисунке 8 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям. Контрольные пальцы приспособления свободно входят в отверстие полумуфты.

249. Параллельность фланцев между собой и правильность приварки их к валу проверяются приспособлением указанном на рисунке 5 согласно приложению 14 к настоящим Методическим указаниям. Для этого к фланцам прикрепляются цапфы, проверенные предварительно на токарном станке, и винт устанавливается на приспособление. Вращая вал, проверяется радиальное и аксиальное смещения индикатором. Радиальное и аксиальное смещения допускаются в пределах 0,2

—
0,4 мм. Непараллельность плоскостей фланцев не более 0,1

—
0,2 мм. Перпендикулярность плоскости фланцев определяется угольником и щупом. Отклонение от перпендикулярности не более 0,1 мм.

250. Изношенные участки желоба заменяются новыми звеньями желоба, изготовленными из листовой стали. Новые звенья привариваются к желобу в стык.

251. Имеющиеся асбестовые прокладки во фланцевых соединениях желоба заменяются новыми.

252. При износе желоба он изготавливается вновь.

Желоб шнека изготавливается из листовой стали толщиной 5

—
6 мм. Обрезанные и размеченные заготовки желоба вальцуются до необходимого радиуса. Сверху завальцованной заготовки привариваются угольники для создания жесткости. Крайние угольники служат фланцами для соединения между собой отдельных звеньев желоба.

Изготовленные звенья желоба проверяются шаблоном, согласно рисунку 5 приложения 14 к настоящим Методическим указаниям. Непараллельность угольников на концах звена желоба допускается в пределах 1

—
2 мм, а отклонение от перпендикулярности к оси желоба 0,5 - 1,0 мм. Обрезы угольников жесткости находятся на одной высоте. Отклонение от горизонтальной плоскости всех обрезов угольников допускается в пределах плюс, минус 4

—
5 мм.

253. Соосность собранных на болтах отдельных звеньев желоба проверяется по натянутой стальной проволоке, проходящей по центру желоба. Обнаруженное искривление отдельных звеньев устраняется передвижкой их при ослабленных болтах. После выверки желоба все ослабленные болты затягиваются.

254. Горизонтальность желоба проверяется при помощи двухметровой линейки и уровня. Отклонение от горизонтальности допускается в пределах

±
1 мм на 10 метров длины желоба.

255. Крышка желоба изготавливается из такого же металла, как и желоб. Крышка желоба непосредственно над подшипниками, на длине около 0,5 метра, делается съемной.

256. Взрывные клапаны закрываются листовой сталью толщиной 0,5 мм со швом посередине. Патрубки для удаления пыли при чистке щепоуловительных устройств закрываются металлической сеткой и заглушкой.

257. Цапфы, имеющие износ больше 2 мм, заменяются новыми. Цапфы изготавливаются из валика и фланцев. Валик берется с припуском на обработку порядка 5 мм. После посадки фланцев на валик производится сварка их с двух сторон, согласно рисунку 9 приложения 13 к настоящим Методическим указаниям. После сварки выполняется окончательная обработка цапфы. Центрирующие выточки во фланцах делаются глубиной 3

—
4 мм, а соответствующие им выступы фланцев цапфы на 0,5 мм меньше глубины и диаметра выточки.

258. При окончательной обработке цапф проверяется параллельность плоскостей фланцев и перпендикулярность их к оси цапфы. Непараллельность плоскостей фланцев допускается в пределах 0,1

—
0,2 мм.

Перпендикулярность определяется угольником и щупом. Отклонение не превышает 0,1 мм.

После обработки цапф на их фланцах просверливаются отверстия. Обработка цапфы производится по 3-му классу точности в системе отверстия скользящей посадки. Чистота поверхности цапф соответствует 7-му классу чистоты обработки.

259. Для компенсации теплового расширения шнека ось цапфы сдвигается от оси подшипника в сторону привода на величину "а", согласно рисунку 10 приложения 14 к настоящим Методическим указаниям из расчета 1 мм на 1 метр расстояния подшипника от привода.

260. Сборка шнека состоит из двух самостоятельных операций:

- 1) центровки поперечных опор с собранными подшипниками;
- 2) установки винтов шнека.

261. Центровка подшипников и поперечных опор производится контрольным валом. Все поперечные опоры устанавливаются на свои места и слегка закрепляются болтами. В главный упорный подшипник укладывается нижний вкладыш.

262. Контрольный (установочный) вал одним концом укладывается на нижний вкладыш главного упорного подшипника, а другим - на первый от упорного подвесной подшипник. Уровнем (при затянутых болтах на опорах и подшипниках) проверяется уклон вала и боковые зазоры в подшипниках.

263. Измерения боковых зазоров производятся с двух сторон.

264. Изменяя положение поперечной опоры перемещением ее и установкой подкладок, подцентровывают подвесной подшипник к главному упорному подшипнику. Подцентровка считается законченной, если:

- 1) уклон вала не превышает

±

1 мм на 10 метров его длины;

2) боковые зазоры в подшипниках находятся в пределах 0,1

0,15 мм и равны между собой, а верхний зазор находится в пределах 0,2

0,3 мм.

265. После установки поперечной опоры первого подвешенного подшипника высвобождается контрольный вал и приступается к установке второй подвешенной опоры, и так устанавливаются последовательно все подвешенные подшипники. После сборки каждого подшипника вал проворачивается от руки. Вращение вала свободно.

266. Сборка винта начинается с первого звена, на один конец которого насажено упорное кольцо главного подшипника, а на другой конец приваривается фланец. Это звено винта одним концом укладывается в упорный подшипник, а к другому приворачивается съемная цапфа и закрепляется в подвешенном подшипнике на ранее установленной поперечной опоре.

267. Установив винт и закрепив подшипники, проверяется легкость вращения вала проворачиванием его от руки. В разных положениях винта проверяется зазор между винтом и желобом, который лежит в пределах 3

5 мм.

268. После установки первого звена винта приступают к установке второго звена. На вал каждого звена приваривается с одной стороны фланец, а с другой

фланец с прикрепленной к нему цапфой. В каждом установленном на подвешенных подшипниках звене винта проверяются зазоры между винтом и желобом.

В указанной последовательности собираются все звенья винтов.

269. При установке винтов выполняется сборка соединительных фланцев. Центрирующие выступы входят в центрирующие выточки фланцев. Подвешенные подшипники устанавливаются посередине цапфы. Торцовые зазоры между подшипниками и стенками фланцев лежат в пределах 10

12 мм.

270. После сборки винта шнека приступают к установке крышки желоба. Крышки устанавливаются на асбестовой прокладке. Состояние предохранительных клапанов проверяется после установки крышки желоба.

271. Если при ремонте снимается полумуфта вала шнека, насаживается в соответствии с требованиями допусков на посадку, согласно таблице 5 приложения 14 к настоящим Методическим указаниям.

272. После посадки полумуфты производится центровка вала винта с редуктором, а затем центровка электродвигателя с редуктором. Центровка осуществляется центровочными скобами.

273. Опробование редуктора в работе производится без шнека. Если работа редуктора удовлетворительна, его подсоединяют к шнеку и опробуют шнек в работе без пыли. Убедившись, что шнек вхолостую работает нормально, подается пыль и проверяется работа шнека под нагрузкой в течение 4

6 часов. После удовлетворительных результатов испытаний шнек предъявляется к поузловой сдаче.

274. Промежуточные подшипники шнека переводится на деревянные вкладыши, фланцы заменяются соединением "в шип", а подвесной подшипник

опорным, согласно рисунку 11 приложения 14 к настоящим Методическим указаниям.

275. При работе пылесистем на угле типа АШ вместо реверсивных шнеков применяются аэрожелоба.

Глава 11. Мельничные вентиляторы

276. Снятие и посадка крыльчатки на вал производятся приспособлениями с винтом, согласно рисункам 1 и 2 приложения 15 к настоящим Методическим указаниям.

277. Для облегчения посадки и снятия крыльчатки посадочную часть вала и отверстие в ступице крыльчатки протачивают на конус (10 градусов).

278. Для снижения расхода электроэнергии на пневмотранспорт при избыточном напоре мельничного вентилятора подрезаются (укорачиваются) лопатки, уменьшая этим диаметр их ротора.

279. Необходимая величина уменьшения диаметра ротора, мм определяется по формуле

$$D_2 = D_1 \sqrt{\frac{H_2}{H_1}}$$

где D_1 и D_2

существующий и требуемый диаметры ротора (крыльчатки) вентилятора, мм;

H_1 и H_2

развиваемый и требуемый напоры дымососа или вентилятора, килограмм/квадратный метр (далее - кг/м²) (миллиметр водного столба (далее - мм. вод. ст.).

280. Для устранения коробления и перекосов дисков крыльчаток мельничных вентиляторов при приварке лопаток производится приварка одновременно на двух скрепляемых между собой крыльчатках, что обеспечивает большую жесткость конструкции во время сварки и создаются условия уравнивания усилий, возникающих при сварке. Обе крыльчатки устанавливаются на стенде 2, согласно рисунку 3 приложения 15 к настоящим Методическим указаниям и соединяются между собой болтами и сваркой наружной кромки примыкающих друг к другу дисков 3. Для большей жесткости сборной конструкции болтовое соединение осуществляется через планки 4.

Приварка лопаток 5 производится в обычном порядке, поочередно привариваются противоположно расположенные лопатки. После приварки всех лопаток крыльчатки в спаренном виде поступают на механическую обработку, где после проточки сваренной кромки дисков они разъединяются и дальнейшая их обработка осуществляется отдельно в обычном порядке.

281. Для выбора грузоподъемных устройств основные данные мельничных вентиляторов, согласно таблице 1 приложения 15 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 12. Углеразмольные шаровые барабанные мельницы

282. Перед остановкой мельницы в ремонт производится ее наружный осмотр и замеряют вибрацию подшипников барабана, привода и редуктора, проверяется состояние пылевыдающего и углеподающего патрубков и их уплотнений, течь масла из подшипников и задевания валов, а также фундаментные болты. Если предусмотрена замена брони барабана, перед остановкой мельницы в ремонт выгружаются все шары.

283. Остановив мельницу и отключив электродвигатель от сети, осматривают основные сборочные единицы мельницы и определяется степень износа зубьев приводной и венцовой шестерен, размеры радиальных и боковых зазоров в зацеплении, проверяются болты, крепящие венцовую шестерню к барабану, положение барабана мельницы относительно горизонтальной оси, положение привода и редуктора и соединительные муфты.

284. Вскрывают привод и редуктор, осматривают шестерни, валы и подшипники, замеряют зазоры, проверяют поверхности всех деталей и определяют объем их ремонта. Состояние цапф и главных подшипников мельницы оценивают, подняв барабан и вынув вкладыши.

285. Наибольшему износу при работе шаровой мельницы подвергаются шары. Через каждые 2500

—
3000 часов работы их сортируют, удаляют шары, у которых диаметр в результате износа уменьшился до 15

—
17 мм (первоначальный диаметр шаров 30

—
40 мм). После проведенной сортировки в барабан добавляют новые шары до полной загрузки, при которой мельница работает наиболее производительно и экономично. Для уменьшения трудоемкости применяются механизированные способы загрузки шаров, например, используются различные схемы комплексной механизации работ (разгрузка шаров на склад, загрузка и выгрузка их из мельниц).

Параграф 1. Ремонт брони

286. Броня цилиндрической части барабана мельницы заменяется при износе плит до толщины 15

—
16 мм, а также при сработке волн бронеплит. Броня торцевых частей барабана заменяется при сквозном износе. При износе отдельных бронеплит в них вваривают вставки из листовой стали толщиной 20

—
25 мм, в том случае если броневая сталь сваривается.

287. Работы по замене брони определяются способом крепления бронеплит к барабану. Перед установкой новых бронеплит удаляются остатки разрушенного асбестового картона, и укладывается новый картон.

288. Бронирование барабана, в котором бронеплиты закрепляются одним клином, выполняются следующим образом - в нижнем положении укладываются бронеплиты двух кольцевых рядов и закрепляются распорками, затем барабан поворачивается на 180 градусов, заканчивается укладку плит в этих же кольцевых рядах и закрепляются ряды клиньями. Так же устанавливаются следующие два ряда плит.

289. Бронеплиты подаются в мельницу через горловину с помощью электролебедки и наклонных балок, переносного рельсового пути или канатной дорожки, для чего снимается один из патрубков.

290. Торцевая броня меняется проще, так как для ее замены не выгружаются шары из барабана.

291. Если бронеплиты не изношены и не подлежат замене, проверяется прочность их крепления и подтягиваются болты.

292. Углеподающие и пылевыдающие патрубки, а также втулки полых цапф ремонтируются, наплавляя или заменяя соответствующие участки. В патрубках заменяется изношенная броня, а во втулки цапф устанавливаются кольца с фланцем и спиралью. При ремонте проверяются и восстанавливаются уплотнения патрубков.

Параграф 2. Ремонт венцовой шестерни

293. Очищенные от грязи и смазки венцовые шестерни тщательно осматриваются. После эксплуатации мельниц обычно наблюдается ослабление болтов, местный и общий односторонний износ зубьев, повышенные радиальные и осевые биения венцовой шестерни.

294. Если венцовую шестерню во время ремонта не предполагается снятие для поворота или замены, то проверяется плотность затяжки всех болтов крепления шестерни к барабану и болтов, соединяющих половины шестерни. Ослабленные болты подтягиваются.

295. Буртики и заусенцы, образовавшиеся в результате местного износа зубьев, удаляются, обрубая их пневматическим зубилом и зачищая шлифовальной машиной. Трещины и вмятины завариваются электросваркой с последующей обрубкой и шлифованием по шаблону.

296. Степень одностороннего износа зубьев венцовой шестерни определяется по шаблону, на котором вырезается нормальный профиль зуба. При большом одностороннем износе зубьев шестерню поворачивается на 180 градусов, чтобы рабочей частью стала неизношенная сторона зубьев. Если изношены обе стороны зубьев или толщина их уменьшилась на 30

—
40 %, шестерня заменяется. Радиальные и осевые биения венцовой шестерни замеряются с помощью реперов и щупа. Радиальное биение шестерни не более 1 мм, а осевое

—
не более 1,5 мм.

297. Снятие венцовой шестерни для устранения недопустимых биений, поворота на 180 градусов или замены производится обычно двумя таями или полиспадами, поочередно снимается сначала одна, а затем другая половина шестерни. Перед поворотом или заменой шестерни проверяется радиальное и осевое биение фланца барабана. Если биение превышает допустимое, фланец протачивается. Половины венцовой шестерни также устанавливаются двумя полиспадами или таями.

298. При сборке венцовой шестерни обе половины плотно подгоняются одну к другой (допуск на смещение 0,05 мм). В соединении фланцев шестерни и барабана просветы не превышаются 0,1 мм. Допустимое радиальное биение установленной шестерни не превышает 1 мм, осевое

—
1,5 мм.

Параграф 3. Ремонт главных подшипников

299. В главных подшипниках мельницы часто изнашивается или отслаивается баббитовая заливка. При проверке состояния вкладышей и устранения дефектов, они

вынимаются, промываются в керосине и осматриваются, выявляя признаки износа баббитовой заливки (риски, трещины, задиры, подплавления). Толщина баббитовой заливки определяется засверловкой. При толщине менее 3 мм, а также при отслаивании баббитового слоя более чем на 30 % поверхности заливки вкладыши перезаливаются, растачиваются и шабрятся.

300. Местные дефекты баббитового слоя (вмятины, раковины, задиры, трещины) и небольшие отслаивания баббита от тела вкладыша устраняются разделкой и наплавкой. Наплавленные подшипники обрабатываются на токарном или карусельном станке, а при небольшом объеме наплавки

—
вручную по шаблону напильником и шабером.

301. До подгонки вкладышей осматриваются и ремонтируются полые цапфы, которые промываются керосином, насухо вытираются ветошью и выявляются забоины, царапины, задиры, коррозионные разъедания. Эти дефекты устраняются шлифованием с помощью деревянных хомутов, обшитых внутри фетром, на который наносится абразивная паста. Единичные крупные дефекты разделяются и завариваются, после чего обрабатываются напильником и шабером, а затем шлифуется вся цапфа.

Подогнанные вкладыши устанавливаются в корпуса подшипников, поверхность цапф смазывается краской и барабан опускается на вкладыши, после чего поворачивается на 30

—
40 градусов в обе стороны. Далее поднимается и закрепляется барабан, вынимаются вкладыши и по следам краски производится доводочное шабрение, обеспечивая зазоры в соответствии с нормами, указанными в технической документации на ремонт.

302. Перед установкой барабана на отремонтированные вкладыши цапфы их тщательно промываются и насухо вытираются тряпками, после чего смазываются маслом. Опущенный на подшипники барабан проверяется на горизонтальность цапф. Отклонение от горизонтальности не превышает 0,35 мм на 1 метр длины барабана.

303. Подшипники закрываются крышками, в сальниковые уплотнения устанавливаются новые фетровые или войлочные кольца. После этого подключаются трубы водяного охлаждения подшипников.

Параграф 4. Ремонт привода

304. Разборка и сборка привода ведется с помощью кран-балки, электротали, крана или погрузчика со стрелой.

305. При осмотре зубчатого колеса привода выявляется местный (вмятины, трещины, поломки, заусенцы) и общий износ зубьев. Местный износ устраняется разделкой и электродуговой заваркой с последующей обработкой по шаблону. При общем значительном износе зубьев поворачивается колесо на 180 градусов, а если оно

изношено с обеих сторон, заменяется. Для снятия зубчатого колеса, вначале съемником удаляется с вала полумуфта. Упорное кольцо и колесо снимается с помощью прессы или специальной рамы и гидравлического домкрата.

306. Зубчатое колесо сажается на вал с натягом 0,05

—
0,075 мм, подогревая его до 150

—
200

°
С и применяя напрессовочные приспособления. Упорное кольцо насаживается на вал в горячем состоянии с натягом 0,2 мм, а полумуфту запрессовывается с натягом до 0,05 мм. Эллипсность шейки вала привода не более 0,05 мм, конусность

—
более 0,02 мм, кривизна вала

—
более 0,08

—
0,1 мм.

307. После укладки отремонтированного вала с зубчатым колесом на подшипники выверяются зацепление колеса с венцовой шестерней и регулируется радиальный зазор в зацеплении.

308. Выверенный по венцовой шестерне привод затягивается фундаментными болтами, после чего не ослабляются болты, передвигаются подшипники или устанавливаются подкладки под их корпуса. При сборке привода промываются подшипники, устанавливается фетровое уплотнение, регулируется верхний зазор в подшипниках, закрываются крышки и заливается масло.

Параграф 5. Ремонт редуктора

309. Ремонт редуктора производится теми же такелажными приспособлениями, какие применяются для ремонта привода. Сняв крышку редуктора, проверяется состояние зубчатых колес, валов и подшипников, измеряются радиальные и боковые зазоры в зацеплении колес и радиальные зазоры в подшипниках качения, определяя их износ. Если зубчатые колеса имеют значительный общий износ или крупные местные дефекты, заменяются.

310. Полумуфты, колеса и подшипники снимаются с валов стяжными приспособлениями. Для облегчения выпрессовки обода полумуфт нагреваются до 250

—
300

°
С газовыми горелками, а подшипники

горячим маслом. Ведомое зубчатое колесо редуктора напрессовывается на вал стяжным приспособлением и домкратом с натягом 0,05

0,08 мм.

311. Подшипники для каждого вала подбираются примерно с одинаковым радиальным зазором между обоймой и телами качения. На валы подшипники сажаются с натягом не более 0,05 мм. После этого проверяются зазоры в подшипниках и их работу. Полумуфты запрессовываются с натягом 0,02

0,05 мм.

312. Перед сборкой редуктора тщательно промываются все детали. Змеевик охлаждения опрессовывается водой под давлением 0,5 Мега Паскаль (далее

МПа). Затем проверяется плотность прилегания крышки редуктора к корпусу и крышек подшипников к нижним половинам подшипников.

Параграф 6. Ремонт маслосистемы

313. При капитальном ремонте мельниц проверяется и ремонтируется шестеренчатый масляный насос, чистятся маслопроводы и бачки, осматривается и проверяется арматура.

314. Наиболее ответственными являются работы по ремонту масляного насоса, исправность которого обеспечивает непрерывность подачи смазки к узлам мельницы и надежность их работы. Для исправной работы масляного насоса поддерживаются нормальные размеры зазоров между торцами зубчатых колес и торцевой крышкой корпуса насоса, а также между вершинами зубьев и корпусом.

315. Зазор между торцами зубчатых колес и торцевой крышкой насоса минимальный, но не приводящий к задиранию крышки зубьями колес. Этот зазор определяется толщиной прокладки между корпусом и крышкой, которую берут равной 0,05

0,12 мм. Прокладка изготавливается из писчей или чертежной бумаги и устанавливается на шеллаке. Зазор между вершинами зубьев и корпусом насоса 0,15

0,25 мм, его размер проверяется при снятой крышке. Для нормальной работы насоса зубчатые колеса изготавливаются с повышенной точностью. Боковой зазор в зацеплении не более 0,05 мм.

316. Втулки с выработкой более 0,1 мм и со слабой посадкой заменяются. Новые втулки запрессовываются по тугой посадке. При сборке насоса прочищаются отверстия для выхода воздуха и смазочные каналы в корпусе, крышке и втулках.

317. При сборке маслосистемы для уплотнения фланцев применяется плотная бумага или картон толщиной 0,5 мм, смазанные вареным маслом, шеллаком или бакелитовым лаком. Не устанавливаются прокладки на технической олифе, белилах или сурике. Плотность собранных маслопроводов проверяется сжатым воздухом под давлением не менее 0,3 МПа.

318. В маслосистему и редуктор через воронку с чистой медной сеткой заливается свежее профильтрованное масло, применяя все меры предосторожности против попадания грязи и песка. Перед каждым подшипником устанавливаются матерчатые или медные фильтры, которые при пробной прокачке масла через каждые 30

40 минут очищаются. Прокачка масла продолжается до тех пор, пока полностью не прекратится загрязнение фильтров.

319. Утечка масла из подшипников и редукторов мельниц приводит к разрушению фундаментов и загрязняет мельничное помещение. Если не приняты меры по устранению утечки масла, останавливаются мельницы на длительный срок для перезаливке участков фундаментов и ремонту фундаментных плит.

320. Для предотвращения утечки масла из подшипников и редукторов они уплотняются, давление масла в маслопроводах поддерживается в пределах, установленных нормами, а уровень масла в масляной ванне редуктора не превышает три четверти высоты маслоуказательного стекла.

Параграф 7. Опробование мельницы после ремонта

321. Окончив ремонт мельницы, собрав все ее сборочные единицы, выполняются заключительные операции:

- 1) выверяется радиальный зазор между полрой цапфой и кольцом патрубка;
- 2) собираются сальниковое уплотнение патрубка;
- 3) производится центровка редуктора по полумуфте привода, а затем

электродвигателя по полумуфте редуктора.

322. Собрав маслопроводы, присоединяются к корпусам главных подшипников, маслоохладителю и насосу, после чего проверяется чистота и исправность маслоуказателей. Далее подключаются трубопроводы охлаждающей воды, убираются все такелажные устройства и ремонтные приспособления, убеждаются в отсутствии посторонних предметов в зацеплении венцовой и приведенной шестерен.

323. Перед пуском мельницы устанавливаются и закрепляются ограждение венцовой и приводной шестерен. Через фильтрующий материал заливается масло в подшипники привода и редуктора, в масляные баки и коробку смазочного устройства венцовой шестерни. Уровень масла в редукторе на 30 мм выше нижней точки ведомого колеса.

324. Опробование агрегата проводится вначале по узлам:

1) маслосистема 5

—
10 минут;

2) электродвигатель мельницы 1,5 часа;

3) электродвигатель с редуктором 2

—
3 часа;

4) агрегат в целом на холостом ходу (без шаров) 2 часа.

325. Перед пуском узлов агрегата устанавливаются и закрепляются ограждения вращающихся деталей.

326. Если при узловой обкатке не выявились дефекты (вибрация, нагрев подшипников, задевания, ненормальные шумы в зацеплениях), мельница останавливается и загружается шарами, затем опробывается под нагрузкой.

Глава 13. Ремонт молотковых мельниц

327. Перед остановкой размольной шахтной мельницы для ремонта производится наружный осмотр ее и выявляются все видимые дефекты.

328. Мелом отмечаются участки пыления на корпусе, карманах, прилегающих участках воздухопроводов, топливном рукаве и сепарационной шахте. Затем отмечаются места утечки масла из подшипников и неплотности системы охлаждения, замеряется вибрация подшипников мельницы и электродвигателя. После отключения котла проверяется плотность корпуса мельницы.

329. Перед вскрытием и разборкой мельницы подают воду или насыщенный пар в размольную камеру, чтобы ликвидировать очаги горения топлива, затем отключается электродвигатель от сети и разбирается электрическую цепь. После этого открываются двери мельницы и очищаются от остатков топлива, кусков металла и посторонних предметов. Для одновременного ремонта мельницы и шахты, они отделяются настилом из досок.

330. Ротор мельницы вынимается из корпуса в тех случаях, когда предстоит замена дисков, правка вала или замена подшипников с проточкой шеек вала. Перед выемкой ротора с него снимаются била и билодержатели.

331. У старых типов мельниц ротор обычно вынимается через переднюю стенку, которую для этого демонтируется.

332. У мельниц больших типоразмеров роторы вынимаются через боковые стенки, на которых предусматриваются съемные крышки.

333. Для выемки применяются монорельсы, шпальные выкладки или специальные тележки. При разборке мельницы проверяется техническое состояние сборочных единиц и уточняется объем ремонтных работ.

Параграф 1. Ремонт корпуса мельницы

334. Во время капитального ремонта броню мельниц заменяется, если она изношена более чем на 50 %. При местном износе вырезаются изношенные участки и устанавливаются новые. В отдельных местах производится наплавка.

335. Новая броня заводского изготовления крепится к корпусу болтами с потайной головкой или шпильками, концы которых обвариваются. Броня, изготовленная на месте из вальцованных стальных листов, привариваются к корпусу.

336. Между броневыми плитами и корпусом на вертикальных стенках прокладывается асбестовый картон толщиной 5 мм.

337. В нижней части мельницы пространство под броневыми плитами торкретируется составом из 75

—
80 % молотого шамота, 15

—
20 % огнеупорной глины и 5

—
10 % цемента, размешанных на воде.

338. Неплотности корпуса мельницы устраняются, накладывая заплаты или заваривая отдельные места.

339. Корпус ремонтируется до установки брони. Для увеличения срока службы брони, наплавляется специальными электродами.

Параграф 2. Ремонт ротора

340. Ремонт отдельных элементов ротора (полумуфт, вала, подшипников) производится в соответствии с указаниями, приведенными ранее.

341. Слабая посадка дисков на вал приводит иногда к разработке посадочного места вала и смятию шпонки и шпоночного паза. В этом случае снимаются диски с вала, протачиваются изношенные места вала, а отверстия в дисках наплавляются и растачиваются под новый диаметр вала. Шпоночные канавки исправляются и для каждого двух дисков изготавливаются отдельные шпонки.

342. У молотковых мельниц происходит быстрый износ бил, билодержателей и брони. Наиболее распространенным методом повышения износостойкости бил и билодержателей является наплавка износостойчивыми электродами, при этом повышается продолжительность работы в 2

—
2,5 раза.

343. Новые или наплавленные била и билодержатели перед установкой на ротор взвешиваются и сортируются на группы. При развеске и сортировке более легкие била наплавляются электросваркой. Отсортированные била раскладываются по схеме,

принятой для данной мельницы. Каждые два била, устанавливаемые в диаметрально противоположных точках ротора, имеют одинаковую массу.

344. Перед установкой бил на ротор проверяется диаметр отверстий в ушках бил. При необходимости отверстия в билах райберуются. У билодержателей проверяется диаметр отверстий и расстояния между их центрами, потому что уравновешенность ротора зависит не только от массы бил и билодержателей, расположенных в диаметрально противоположных его точках, но и от расстояния, на котором находятся била от оси ротора. Подобранные таким образом била и билодержатели обеспечивают уравновешенность ротора без балансировки.

Параграф 3. Ремонт системы охлаждения вала

345. Валы крупных мельниц изготавливаются полыми (с центральным сверленным каналом) и охлаждаются проточной водой через водораспределительную головку, согласно рисунку 1 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям.

Холодная вода по трубке 9 поступает в противоположный конец вала 5 и затем возвращается по внутренней полости, охлаждая вал. Между подвижной и неподвижной частями устройства на валу устанавливается диск 6, отбрасывающий воду к отводящей трубке 7.

346. Ремонт системы охлаждения вала с распределительной головкой заключается в проверке всех деталей и их соединений, восстановлении плотности соединений и очистке каналов от загрязнений.

347. Валы малых мельниц выполняются сплошными. Защиту таких валов от нагрева горячим воздухом осуществляются с помощью неподвижных холодильников с проточной водой. Холодильники охватывают оба конца вала в местах, находящихся между размольной камерой и подшипником.

348. Неподвижные холодильники представляют собой полые втулки, омываемые изнутри проточной водой. Втулки состоят из двух половин, соединяемых болтами. Ремонт холодильников заключается в очистке от загрязнений проточной части, восстановлении плотности всех соединений и устранении перекосов втулки и задеваний вала за нее. Плотность втулок проверяется керосином или водой под давлением 0,4

0,5 МПа. Обнаруженные неплотности устраняются сваркой.

Параграф 4. Сборка и опробование мельницы

349. Ротор устанавливается в корпус мельницы теми же устройствами, которыми его вынимается. Через боковую стенку корпуса ротор заводится без билодержателей и

бил, которые затем навешиваются на установленный ротор. Через переднюю стенку ротор заводится с билодержателями и билами или без них в зависимости от принятого способа ремонта.

350. Заведя ротор в корпус, с помощью подкладок регулируется положение вала, добиваясь его горизонтальности и равномерности радиальных зазоров в уплотнениях корпуса. При этом устанавливаются на новых прокладках и закрепляются болтами съемные элементы на вырезах в боковых стенках корпуса, а также уплотнения вала

сальниковые втулки или воздушные коробки. Передняя стенка корпуса устанавливается, если она демонтировалась.

351. Допуск на отклонение вала от горизонтального положения $\pm 0,3$ мм на 1 метр длины. Выверив вал, контролируется положение ротора относительно корпуса. Радиальные зазоры между билами и броней 30 мм, осевые между крайними билами и броней торцевых стенок) со стороны упорного подшипника 15

23 мм, а со стороны опорного подшипника 21

40 мм в зависимости от типа мельницы. У мельниц со сплошными валами устанавливаются холодильники и проверяется их concentricity по отношению к валу.

352. Опробование мельницы после капитального ремонта производится, сначала без бил, а затем навешиваются била и выполняется вторичное опробование. Продолжительность опробования мельницы с билами 2

3 часа, а после смены подшипников 8 часов.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

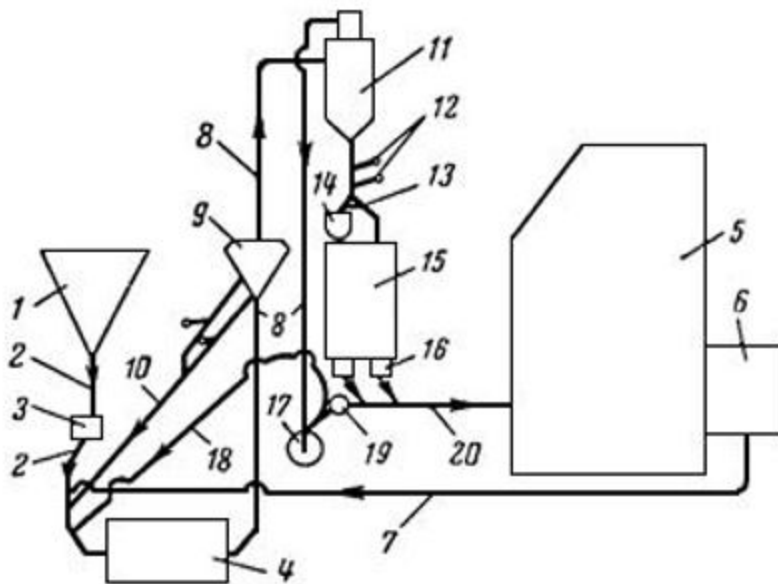


Рисунок 1. Схема пылеприготовления

- 1
- бункер сырого угля; 2
- течка сырого угля; 3
- питатель сырого угля; 4
- барабанная мельница; 5
- котел; 6
- воздухоподогреватель; 7
- короб горячего воздуха; 8
- пылепровод; 9
- сепаратор; 10
- течка возврата; 11
- циклон; 12
- мигалка; 13
-

перекидной шибер; 14
—
шнек; 15
—
бункер пыли; 16
—
питатель пыли; 17
—
мельничный вентилятор; 18
—
трубопровод рециркуляции; 19
—
короб первичного воздуха; 20
—
пылепровод к горелкам.

Приложение 2
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

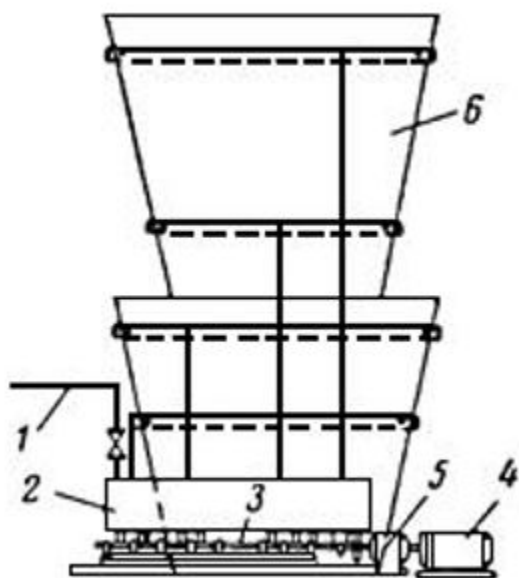


Рисунок 1. Автоматический пневмообрушитель

1
—
трубопровод от магистрали сжатого воздуха; 2
—
коллектор с клапанами; 3

—
кулачковый вал; 4
—
электродвигатель; 5
—
редуктор; 6
—
бункер.

Приложение 3
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

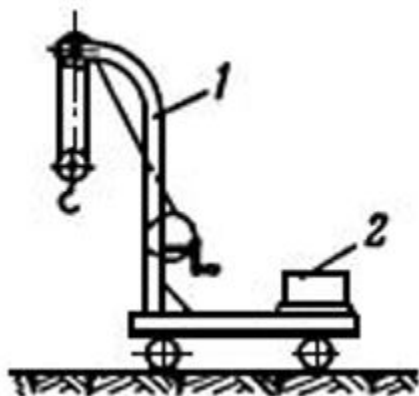


Рисунок 1. Кран-тележка

1
—
стрела; 2
—
противовес.

Приложение 4
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

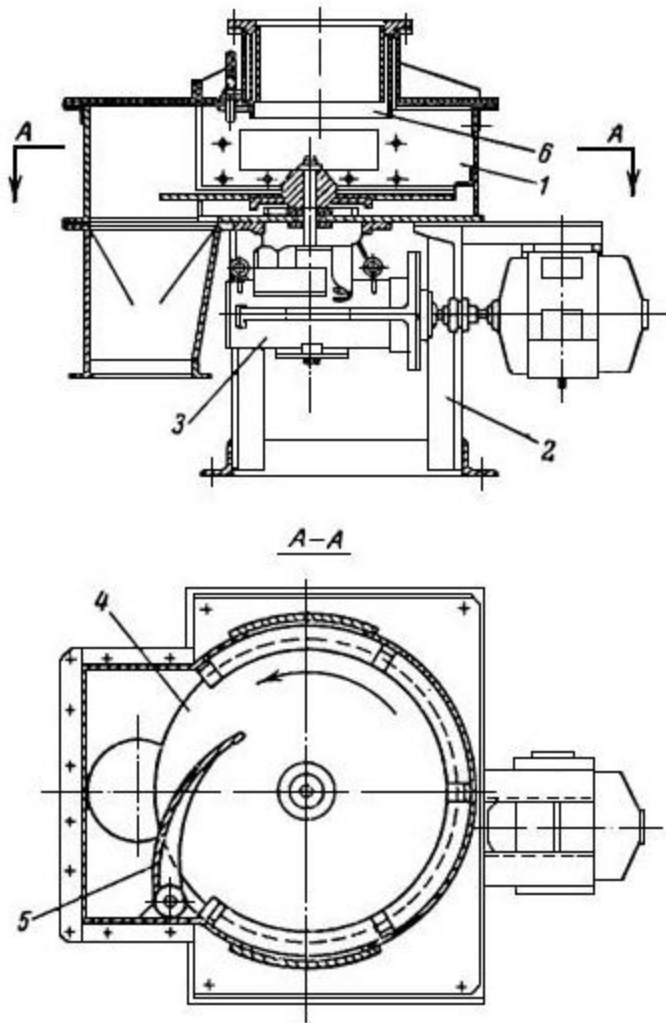


Рисунок 1. Дискový питатель сырого угля

- 1
- корпус; 2
- рама; 3
- редуктор; 4
- диск; 5
- нож; 6
- телескопическая труба.

Таблица 1

Характеристика дисковых питателей

Основные показатели	Тип питателя			
	600/5	600/10	850/20	850/30
Производительность, т/ч	5	10	20	30
Мощность двигателя, кВт	2	2	2	2
Скорость вращения диска, об/мин	7,3	14,5	14,5	14,5
Скорость вращения двигателя, об/мин	960	960	960	960
Общая высота, мм	905	905	1080	1080
Максимальная длина, мм	1150	1150	1350	1350
Вес питателя, килограмм (далее — кг)	701	770	900	970

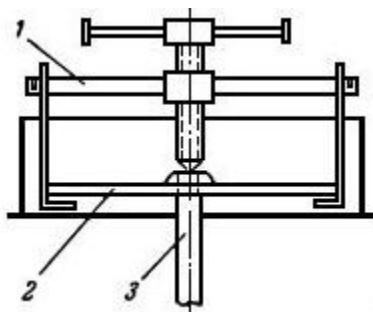


Рисунок 2. Съемник тарелки питателя

1
—
съемник; 2
—
тарелка питателя; 3
—
вал.

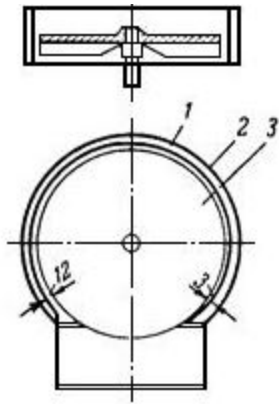


Рисунок 3. Спиральная броня дискового питателя

- 1
—
броня; 2
—
стенка корпуса; 3
—
тарелка.

Приложение 5
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

Таблица 1

Характеристика ленточных питателей

Производительность, м ³ /ч	Ширина ленты, мм	Расстояние между центрами барабанов, мм	Скорость ленты, м/с	Высота слоя топлива, мм	Габаритные размеры, мм		
					Длина	Ширина с приводом	Высота
34,5	400	865	0,32	100	1404	1715	530
46	500	1500	0,32	100	2034	1825	530
108	800	2000	0,54	80	2670	2500	604
270				200			

Таблица 2

Производительность, м ³ /ч	Тип редуктора	Электродвигатель			Вес питателя, кг
		Тип	Мощность, кВт	Скорость вращения, об/мин	
	PM250-1-1ц				

34,5	PM250-1-2ц	АО42-6	1,7	1000	391
46	PM250-1-1ц PM250-1-2ц	АО42-6	1,7	1000	471
108	PM350-1-1ц	АО51-6	2,8	1000	1232
270	PM350-1-2ц				

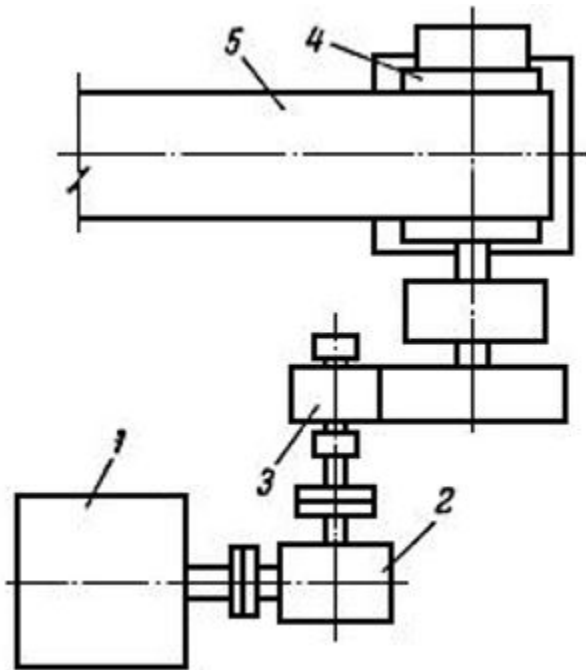


Рисунок 1. Реконструированный привод ленточного питателя

- 1 — электродвигатель; 2 — червячный редуктор; 3 — дополнительная пара шестерен 1:2; 4 — ведущий барабан; 5 — лента.

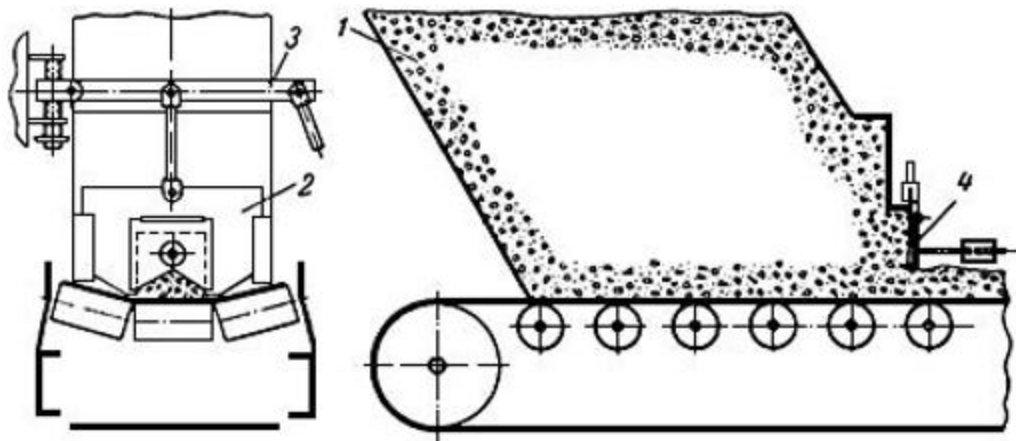


Рисунок 2. Предохранительный клапан на ленточном питателе угля

- 1 —
- течка; 2 —
- регулирующая дверца; 3 —
- привод к автомату; 4 —
- клапан с грузом.

Приложение 6
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

Таблица 1

Характеристика скребковых питателей

Производительность, т/ч	Тип питателя	Ширина загрузочной воронки), мм	(Длина (расстояние между осями шкивов), мм	Мощность электродвигателя, кВт
0,55-18,5	СПУ-500	500	1680, 2520, 4060	3,4
3,2-34,0	СПУ-700	700	1680, 2520, 4060, 5040	3,4
"	СПУ-700	700	7000, 9800	3,4
15,0-45,0	СПУ-900	900	6600, 8600, 10800, 11600, 12000, 12600, 13200, 23200	12,0
8,7-62,5	СПУ-1100	1100	8600	-
8,7-62,5	СПУ2-1100	1100	8600	-
1,1-14,5	СПТ-700	700	2520	3,4

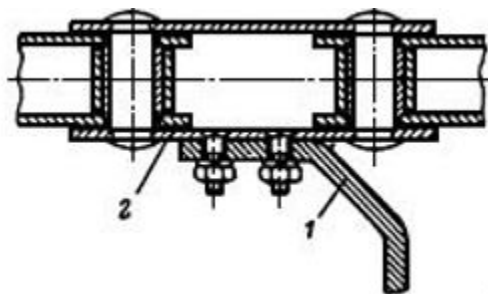


Рисунок 1. Скребок заводской конструкции

1

—
скребок из полосы 80x16мм; 2

—
пластина цепи.

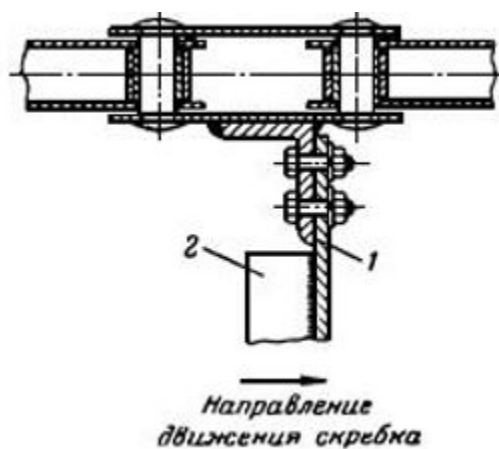


Рисунок 2. Реконструированный скребок

1

—
полоса 80x12 мм; 2

—
ребро жесткости.

Таблица 2

Характеристика пластинчатых питателей

Производительность, т/ч	Ширина питателя, мм	Длина питателя, мм	Тип редуктора	Электродвигатель	Передача (привод)

16-50	500	До 10	-400-1 (шестеренчатый)	Переменного тока типа АО, мощностью от 1,7 до 7 кВт	Шестеренчатая
25-110	500	До 10	-500-1	То же	То же
50-200	500	До 10	-400 или 500	"	"

Приложение 7
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

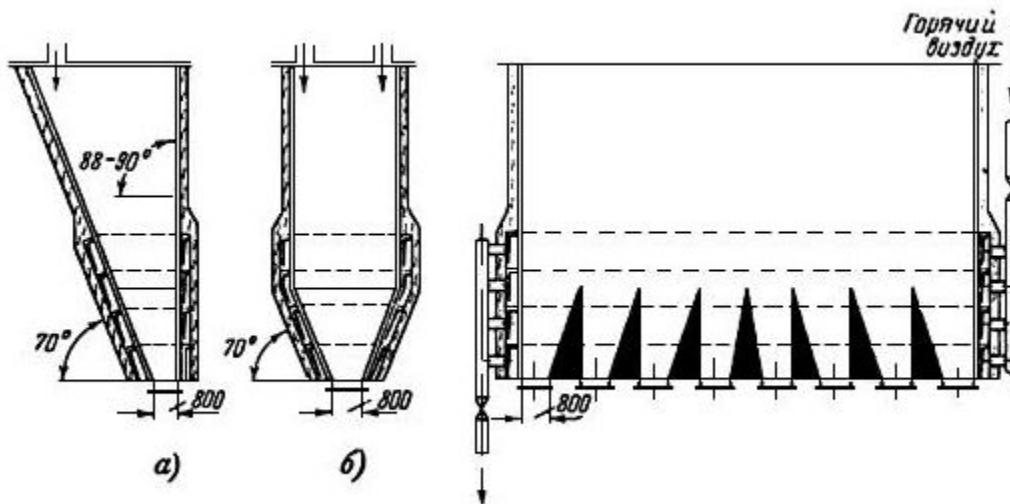


Рисунок 1. Бункер пыли при однорядном расположении питателей пыли

А
—
несимметричный бункер; б
—
симметричный бункер.

Приложение 8
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

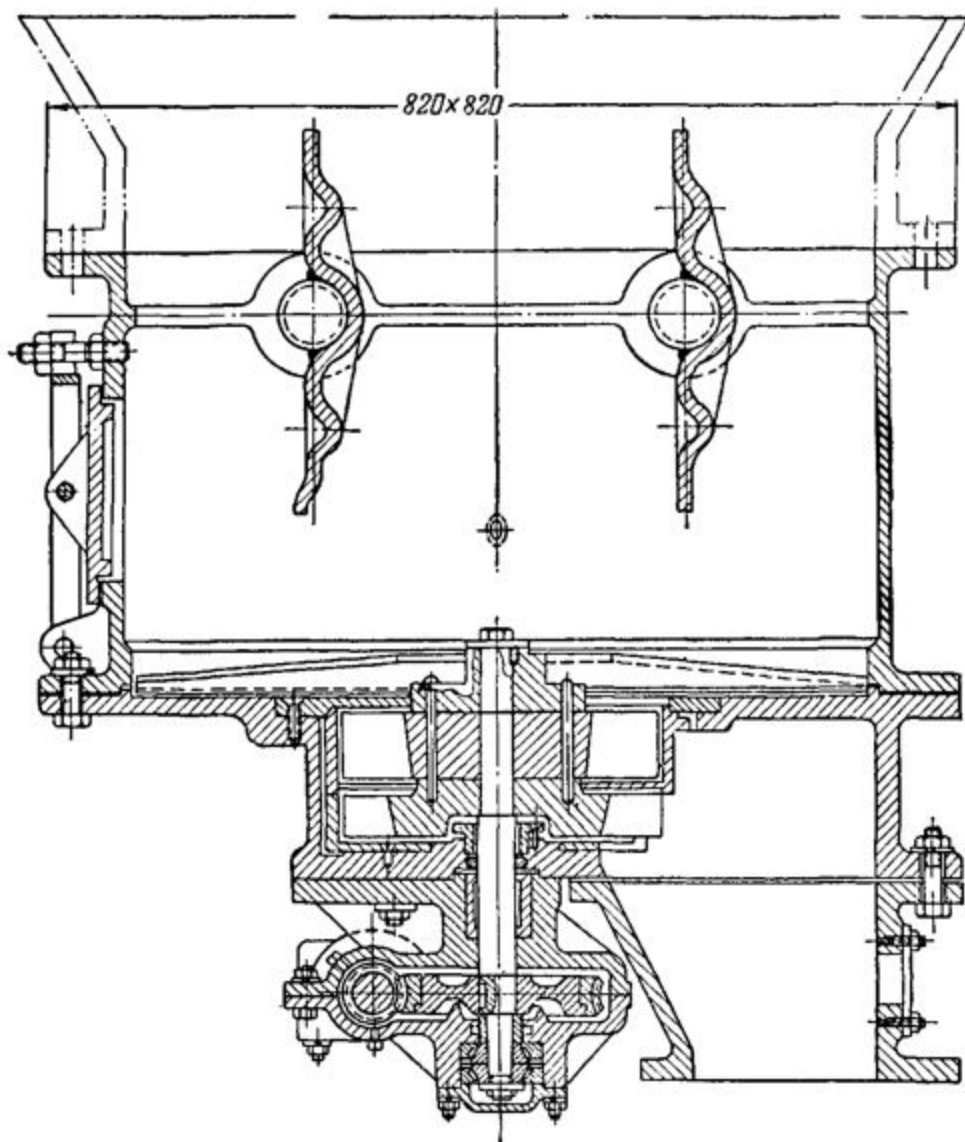


Рисунок 1. Лопастной питатель пыли

Таблица 1

Характеристика лопастных питателей

Основные показатели	Характеристика лопастных питателей	
Производительность, т/ч	2,5 - 5	2,5 - 5
Габаритные размеры, мм:		
длина	1 136	1 136
ширина	970	970
высота	835	770
Электродвигатель:		
тип	ПНЗ-85	ПНЗ-85
мощность, кВт	0,9	0,9

скорость вращения, об/мин	1 350 - 450	1 350 - 450
напряжение, В	220	220
Пускорегулирующий реостат	РП-2423-Ф	РП-2423-Ф
Вес с электродвигателем, кг	739	715

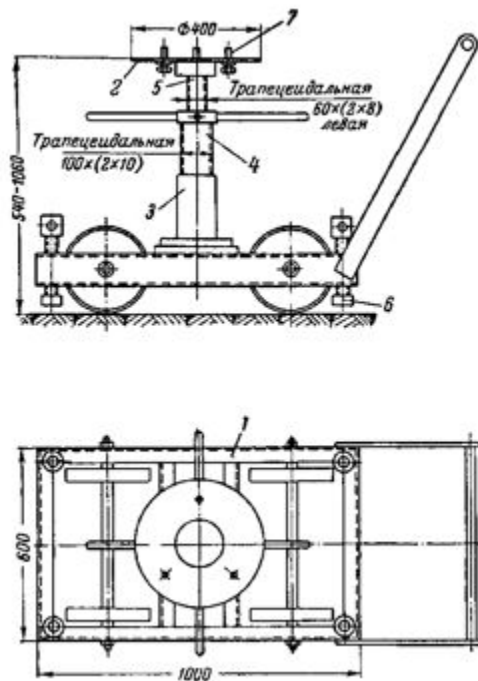


Рисунок 2. Тележка с подъемным столом для ремонта питателей пыли

- 1 — рама; 2 — подъемный стол; 3 — гайка; 4 — полый винт с ручками; 5 — винт с левой резьбой; 6 — опорный домкрат; 7 — опорный винт.

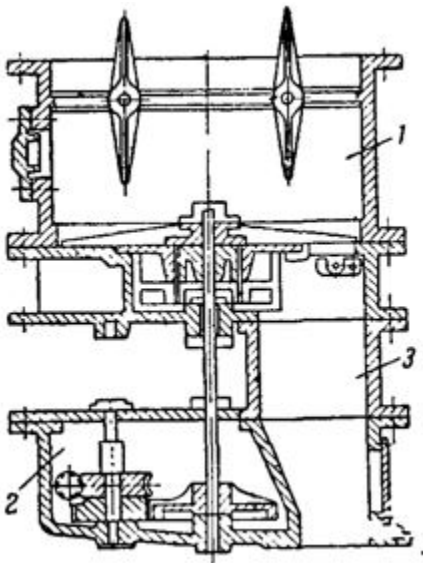


Рисунок 1. Реконструированный питатель пыли

- 1 — пылевая камера;
- 2 — камера редуктора;
- 3 — вставка.

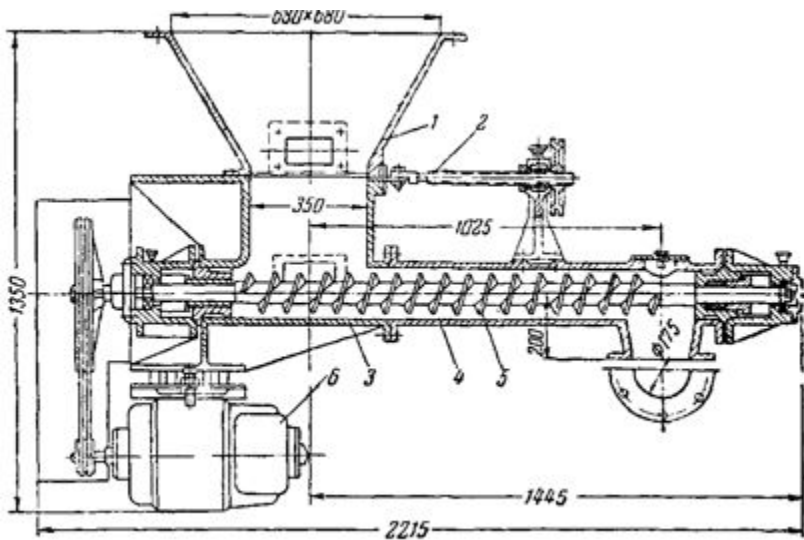


Рисунок 2. Шнековый питатель пыли по ОН 390-58

- 1
-
- воронка; 2
-
- шибер; 3
-
- корпус; 4
-
- тройник; 5
-
- шнек; 6
-
- электродвигатель.

Таблица 1

Характеристика шнековых питателей

Основные показатели	Для муфельных горелок		Для основных горелок	
	Производительность, т/ч	0,5 - 1,5	0,75 - 2,25	2 - 6
Диаметр шнека, мм	148,5	148,5	148,5	148,5
Скорость вращения шнека, об/мин	25 - 74	40 - 120	99 - 297	158 - 478
Диаметр приводного шкива, мм	500	310	500	310
Клиновые ремни типа А, шт.:				
длинной 2 800 мм	2	2	-	-
длинной 2 000 мм	2	-	2	-
длинной 1 600 мм	-	2	1	2
Электродвигатель постоянного тока:				
тип	ПН-85	ПН-85	ПН-85	ПН-85
мощность, кВт	0,9	0,9	0,9	0,9
Пределы регулирования числа оборотов электродвигателя в минуту	450 - 1 350	450 - 1 350	450 - 1 350	450 - 1 350
Напряжение, В	110 - 220	110 - 220	110 - 220	110 - 220
Пускорегулирующая аппаратура электродвигателя	Реостат пусковой типа РП-2511		Реостат возбуждения типа РВ-5223	

Вес без электродвигателя, кг	487	470	437	420
------------------------------	-----	-----	-----	-----

Приложение 10
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

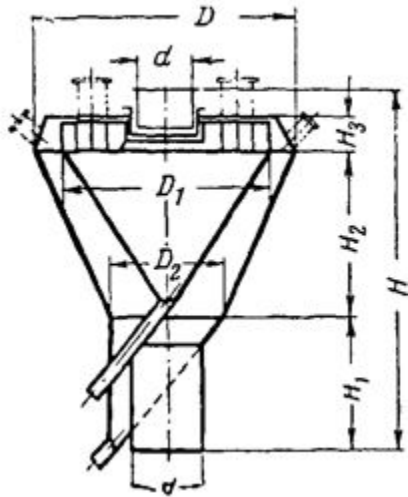


Рисунок 1. Сепаратор пыли типа ЦККБ

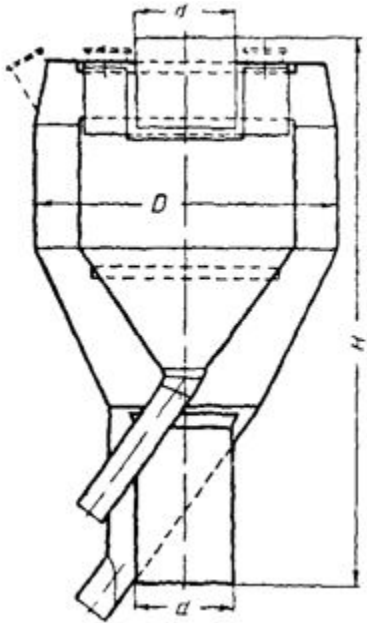


Рисунок 2. Сепаратор типа ТКЗ-ВТИ

Таблица 1

Характеристика сепараторов пыли типа ЦККБ

Типоразмер		ЦККБ-2500	ЦККБ-2850	ЦККБ-3420	ЦККБ-4000
Объем, м ³		5,5	8,4	14,3	22,0
Размеры, мм	Д	2 500	2 850	3 420	4 000
	Д ₁	1 950	2 250	2 700	3 150
	Д ₂	1 100	1 275	1 530	1 818
	d	650	750	900	1 050
	H	4 180	4 650	5 350	6 350
	H ₁	1 730	1 940	2 200	2 755
	H ₂	1 500	1 725	2 070	2 415
	H ₃	335	375	486	525
Вес, кг	Взрывоопасный	2 632	3 349	6 540	8 680
	Взрывобезопасный	2 486	3 253	4 976	-

Таблица 2

Характеристика сепараторов пыли

Наименования		Тип мельницы			
		ШБМ-287/470	ШБМ-340/600	ШК-380-550	ШБМ-400/800
1		2	3	4	5
Диаметр D, мм		3 300	3 600	4 250	4 750
Высота H, мм		5 490	5 955	6 965	7 745
Объем, V, м ³		14,0	21,2	33,0	47,6
Диаметр пылепровода d, мм	АШ (I)	850	1 000	1 250	1 500
	Каменный уголь (II)	1 000	1 250	1 500	1 850
	Бурый уголь (III)	1 250	1 500	1 850	2 100
Расход воздуха V _{МВ} , м ³ /ч	I	35 000	53 000	82 500	115 000
	II	48000 - 53000	73000 - 81000	114 000 - 126 000	159 000 - 176000
	III	65 000	96 500	134 000	214 000
Скорость воздуха в пылепроводе W' = W, м/сек	I	17,2	18,7	18,1	18,1
	II	17 - 19	16,3 - 18	17,8 - 19,7	16,5 - 18,2
	III	14,7	15,2	16,0	17,2
	I Взрывоопасный	7 176	8 501	11 533	14 245

Вес, кг	Взрывобезопасный	7 040	8 328	11 309	13 925
	I I . Взрывоопасный	7 315	8 763	14 813	14 547
	Взрывобезопасный	7 179	8 590	11 583	14 227
	I I I . Взрывоопасный	7 548	8 993	12 109	14 787
	Взрывобезопасный	7 412	8 820	11 879	14 467

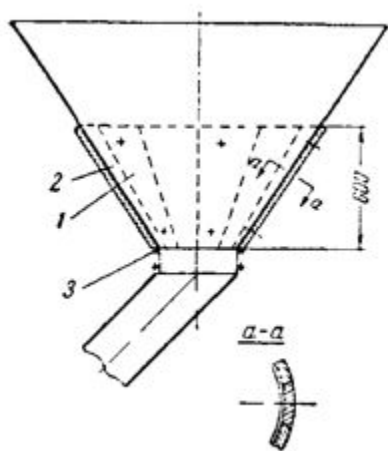


Рисунок 3. Сепаратор с литой броней конуса

- 1
—
болтовая бронеплита; 2
—
безболтовая бронеплита; 3
—
фланец.

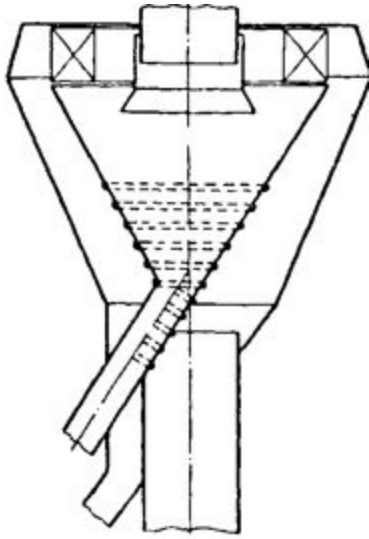


Рисунок 4. Сепаратор, бронированный приваркой прутков

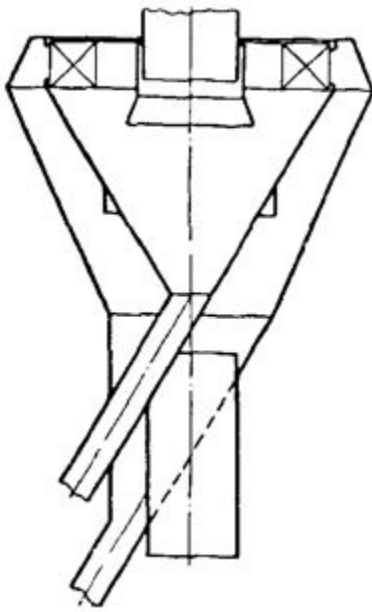


Рисунок 5. Сепаратор с отбойным кольцом

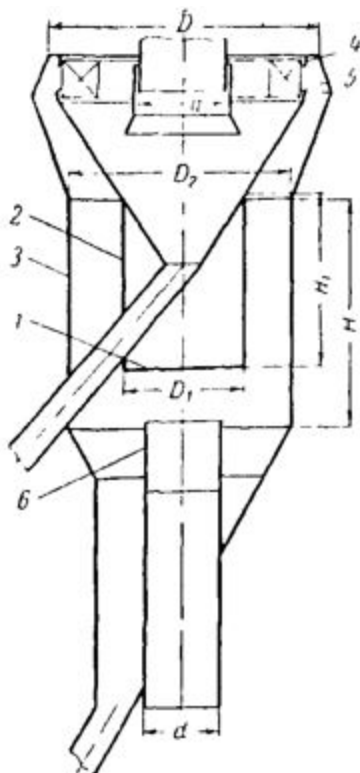


Рисунок 6. Сепаратор типа ЦККБ, реконструированный по схеме ВТИ

- 1
—
отбойная плита; 2, 3
—
цилиндрические вставки; 4, 5
—
уплотняющие кольца; 6
—
наставка входного патрубка.

D	D ₁	D ₂	d	d ₁	H	H ₁
2 850	850	1 600	700	850	1 500	1 400
3 420	1 200	2 000	800	950	1 800	1 700

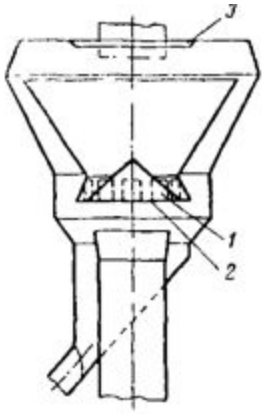


Рисунок 7. Сепаратор типа ЦККБ по схеме ВТИ

- 1
—
отверстия с мигалками для выпуска возврата; 2
- отбойная плита; 3
- отбойный конус.

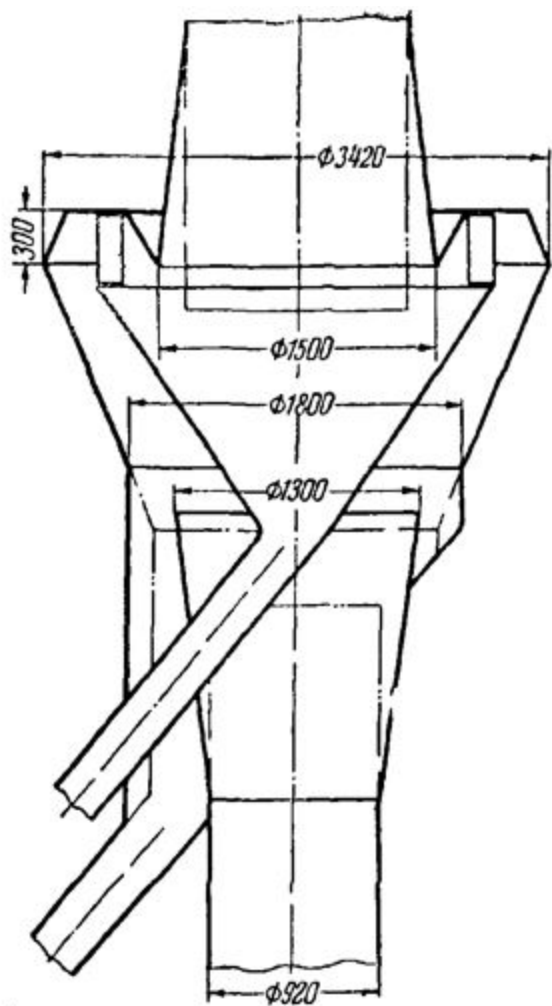


Рисунок 8. Сепаратор типа ЦККБ с расширенным входом и выходом

Приложение 11
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

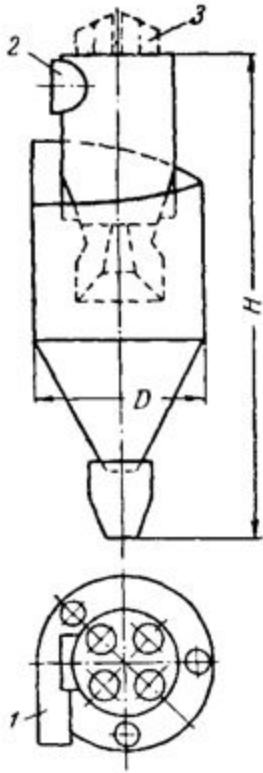


Рисунок 1. Циклон типа ЦККБ

- 1
—
входной патрубков; 2
—
выходной патрубков; 3
—
взрывные клапаны.

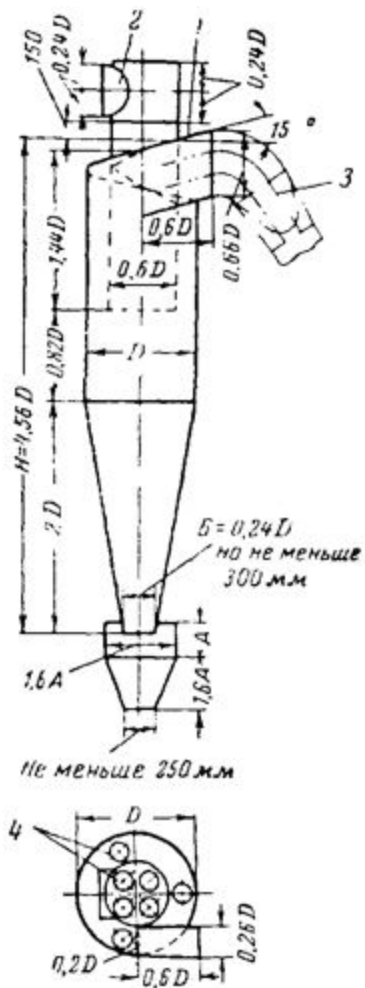


Рисунок 2. Циклон типа НИИОГАЗ

- 1 — входной патрубок; 2 — выходной патрубок; 3 — направляющие лопатки; 4 — взрывные клапаны.

Таблица 1

Характеристика циклонов пыли типа ЦККБ

Диаметр D , мм	2 400	2 750	3 150	3 600	4 000
Высота H , мм	6 745	7 710	8 750	10 338	11 437
Объем, m^3	17,76	27,8	35,0	57,9	77,4
Расход воздуха					

$V_{\text{цикл}}$, тыс. м ³ /ч		24 - 30	30 - 39	39 - 52	52 - 65	65 - 80
Вес, кг	Взрывоопасный	2 849	3 730	4 829	-	-
	Взрывобезопасный	2 581	3 417	-	-	-

Таблица 2

Характеристика циклонов пыли типа НИИОГАЗ

Диаметр D , мм	750	900	1050	1050	1450	1600	1850	2150	2350	2650	3000	
Высота H , мм	4680	5426	6172	7172	8321	9139	10540	12223	13395	15028	16937	
Объем, м ³	1,16	1,97	3,09	5,17	8,05	10,8	16,91	26,31	33,08	50,0	70,9	
Расход воздуха $V_{\text{цикл}}$, тыс. м ³ /ч	5,0	7,5	10,0	15,0	20,0	25,0	30-35	40-45	50	60-70	80-90	
Вес, кг	Взрывоопасный	428	648	938	1245	1701	2056	2709	3616	4252	6025	7591
	Взрывобезопасный	454	604	894	1189	1633	1973	2576	3435	4072	3708	7333

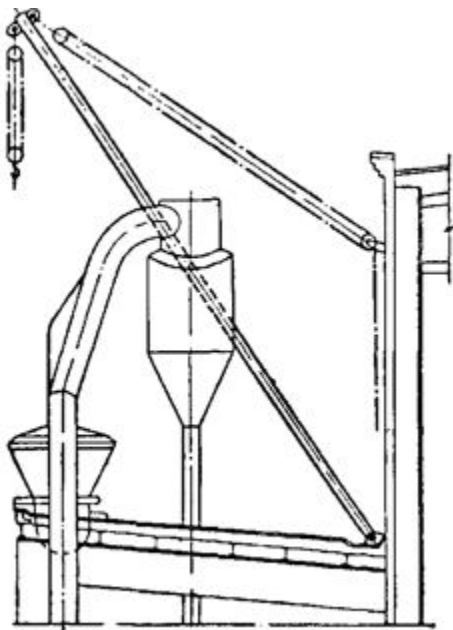


Рисунок 3. Стрела для монтажа сепараторов и циклонов

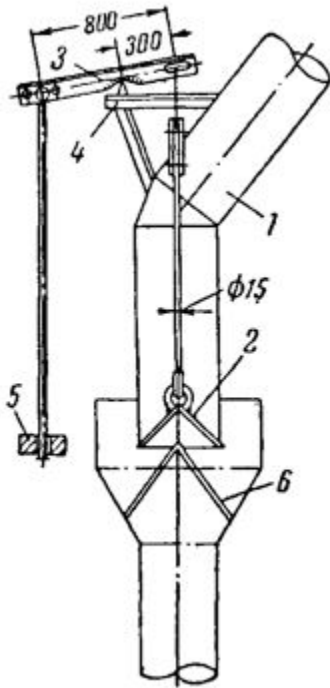


Рисунок 1. Конусная мигалка на течке возврата

- 1
-
- течка возврата; 2
-
- конус; 3
-
- коромысло; 4
-
- призма; 5
-
- противовес;
- 6
-
- ограничитель хода (три прутка).

Таблица 1

Характеристика конусных мигалок

	Производительность Б, т/ч	Диаметр и	Смещение осей входного	Габаритные размеры, мм		

Обозначение нормалей	D_y , мм	минимальная	максимальная	толщина стенки пылепровода, мм	и выходного пылепроводов, мм	высота	длина	ширина	Вес, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
МВН 1010-07	70	-	-	76x3,5	105	490	390	310	16,4
МВН 1010-08	100	2,0	2,7	108x4	115	515	450	310	19,9
МВН 1010-09	150	4,4	6,2	159x5	145	555	550	350	28,3
МВН 1010-10	200	8,4	12,0	219x6	167	555	680	435	46,2
МВН 1010-11	250	13,0	18,0	273x7	195	730	790	490	61,9
МВН 1010-12	300	19,0	26,0	325x8	203	855	890	585	110,0
МВН 1010-13	350	25,0	35,0	377x10	226	980	1050	700	153
МВН 1010-14	400	33,0	46,0	426x9	246	1 065	1140	750	181
МВН 1010-15	450	42,0	58,0	478x9	286	1 155	1260	790	209
МВН 1010-16	500	51,0	72,0	529x9	336	1 390	1530	960	276

Приложение 13
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

Таблица 1

Сортамент труб для изготовления пылегазопроводов

Условный проход D_y , мм	Трубы из листовой стали индивидуального изготовления			Трубы		
	Наружный диаметр и толщина на стенки $D_n \times S$, мм	Вес 1 погонный метр, кг	Материал	Наружный диаметр и толщина стенки $D_n \times S$, мм	Вес 1 погонный метр, кг	Материал
1	2	3	4	5	6	7
Пылепроводы к горелкам						
100				114 x 8	20,91	Сталь типа Ст. 2 или сталь 10
150				168 x 8	31,57	

200				219 x 8	41,63	Сталь типа Ст. 2 или сталь 10
225				245 x 9	52,38	
250				273 x 9	58,60	
275				299 x 10	71,27	
300				325 x 10	77,68	
325				351 x 10	84,10	
350				377 x 10	90,51	
400				426 x 11	112,58	
450	478x8	92,72	Сталь листовая, Ст. 0	-	-	

Пылегазопроводы

500	529x5	64,58	Сталь листовая Ст. 0	529 x 7	90,11	Сталь листовая типа Ст. 2
600	630x5	77,06		630 x 7	107,5	
700	720x5	88,12				
800	820x5	100,4				
900	920x5	112,8				
1 000	1020x5	125,1				
1 100	1120x5	137,4				
1 200	1220x5	149,7				
1 300	1320x5	162,8				
1 400	1420x5	174,4				

Воздухопроводы

200	219x3	14,95	Сталь листовая МСт. 0			
225	245x3	17,68				
250	273x3	19,97				
275	299x3	20,89				
300	325x3	23,82				
325	351x3	25,74				
350	377x3	27,67				
400	426x3	31,28				
450	478x3	36,12				
500	529x3	38,89				
600	630x3	46,36				
700	720x3	53,02				
800	820x3	60,42				
900	920x3	67,81				
1 000	1020x3	75,2				
1 100	1120x3	82,6				
1 200	1220x3	89,9				
1 300	1320x3	97,4				

1 400	1420x3	104,8				
Разного назначения						
400	426x5	51,8	Сталь листовая МСт. 0	426 x 7	72,23	Сталь типа Ст. 2
450	478x5	58,3				

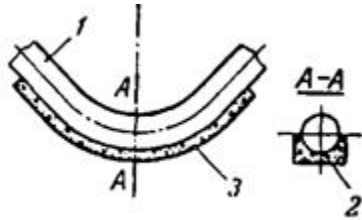


Рисунок 1. Бетонная броня пылепроводов к горелкам

1
—
пылепровод; 2
—
кожух; 3
—
бетон.

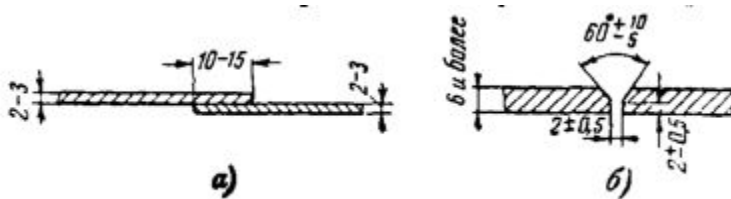


Рисунок 2. Подготовка листов к сварке

а)
—
внахлестку; б)
—
в стык.

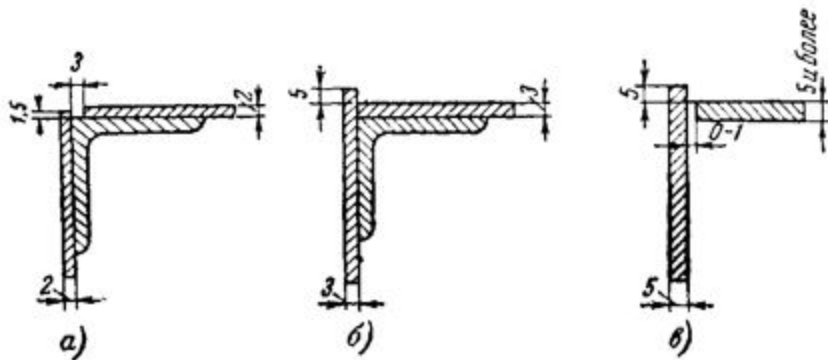


Рисунок 3. Соединение стенок коробов

а)

из листов толщиной 2 мм; б)

то же толщиной 3 мм; в)

то же толщиной 5 мм и более.

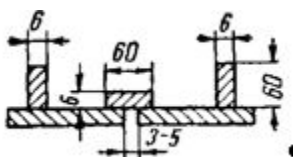


Рисунок 4. Соединение стенок коробов пригоночными планками

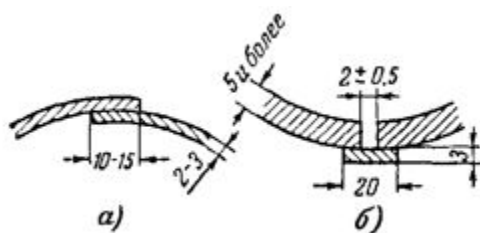
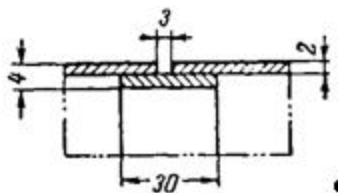


Рисунок 5. Подготовка к сварке продольных швов коробов круглого сечения

а) - внахлестку; б) - в стык.



**Рисунок 6. Подготовка под сварку поперечных стыков
коробов круглого сечения на подкладном кольце**

Таблица 2

Толщины уплотнения фланцевых соединений

Материал	Толщина или диаметр прокладки, мм	Зазор между фланцами, мм	Место установки
1	2	3	4
Листовой асбест	4	3	Пылепроводы
Листовой асбест	4	3	К о р о б а газовоздухопроводов с размерами сторон до 1500 мм
Асбестовый шнур	8	5	К о р о б а газовоздухопроводов с размерами сторон до 2500 мм
Асбестовый шнур	10	5	К о р о б а газовоздухопроводов с размерами сторон более 2500 мм
Технический картон	-	3	Короба холодного воздуха

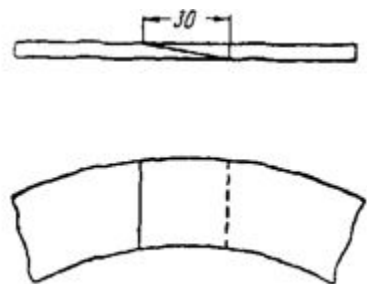


Рисунок 7. Стык двух сегментов асбестовой прокладки клином

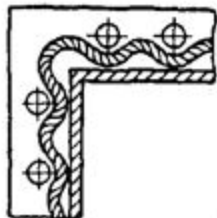


Рисунок 8. Укладка асбестового шнура во фланцевом соединении

Таблица 3

Характеристика линзовых компенсаторов

Т и п ы компенсаторов	Компенсирующая способность (Δ) одной линзы, мм			
	без предварительной растяжки для среды с температурой, $^{\circ}\text{C}$		с предварительной растяжкой на величину $\frac{\Delta}{2}$ для среды с температурой, $^{\circ}\text{C}$	
	до 300	300-400	до 300	300-400
Линзовые прямоугольные сечениями, квадратный метр:				
менее 0,5	4	3	8	6
0,5 - 0,8	8	6	16	12
0,8 - 1,2	9	7	18	14
свыше 1,2	10	7,5	20	15
Линзовые круглые с диаметрами, мм:				
200 - 325	4	3	8	6
350 - 400	5	4	10	8
450 - 700	8	6	16	12
800 - 900	9	7	18	14
1 000 - 1 400	10	7,5	20	15

Примечания. 1. Для двухлинзовых компенсаторов приведенные значения компенсирующей способности (

Δ

) принимать удвоенными.

2. При изготовлении линз из листовой стали толщиной 1,5 мм значение компенсирующей способности увеличивается на 30 %.

Таблица 4

Допуски заготовок участков пылегазовоздухопроводов

Наименование	Допуски, мм
Длина трубы, патрубка, штуцера и высота компенсаторов	\pm 3 (на 1 м)
Отклонение от чертежа осевой линии колена или отвода	\pm 5 (на 1 м длины прямого участка колена или отвода)
Отклонение расположения отверстий во фланцах под болты	\pm 0,8
Непараллельность поверхностей соединяемых фланцев: для пылепроводов диаметром 200 - 500 мм диаметром свыше 500 мм для газозухопроводов с размером сторон 1 500 x 1 500 мм от 1 500 x 1 500 до 2 500 x 2 500 мм свыше 2 500 x 2 500 мм	 2 3 3 5 7
Стрела прогиба, разница диагоналей изделия прямоугольного сечения, длина сторон прямоугольного сечения	0,002 от длины собранного блока, от размеров диагоналей по чертежу и от размера стороны
Диаметр и эллипсность изделий круглого сечения	0,003 от диаметра

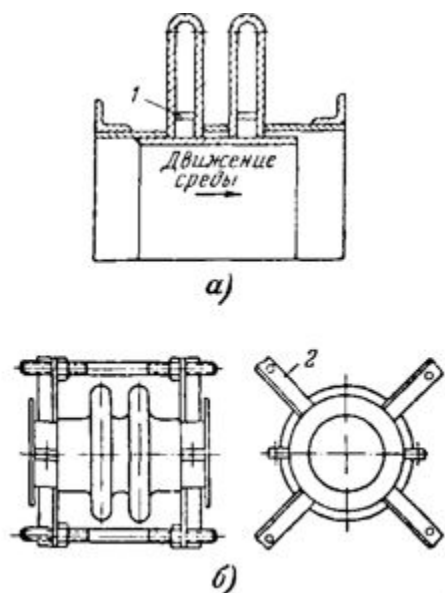


Рисунок 9. Растяжка компенсаторов

а)

—
большого сечения; б)

—
малого сечения; 1

—
кусок дерева или металла; 2

—
крестовина.

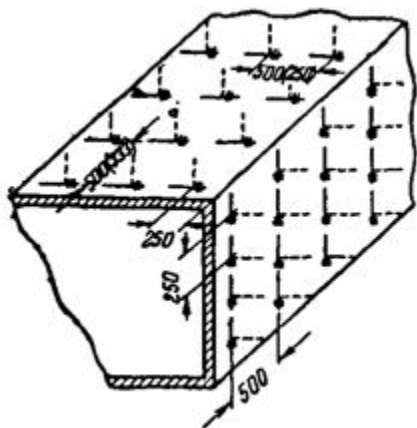


Рисунок 10. Приварка штырей для крепления изоляции

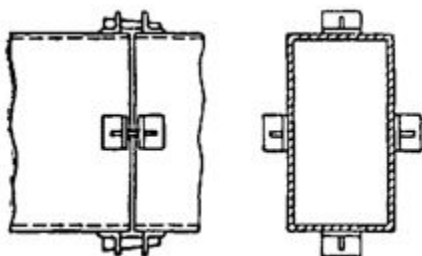


Рисунок 11. Газовоздухопроводы, центрованные клиньями

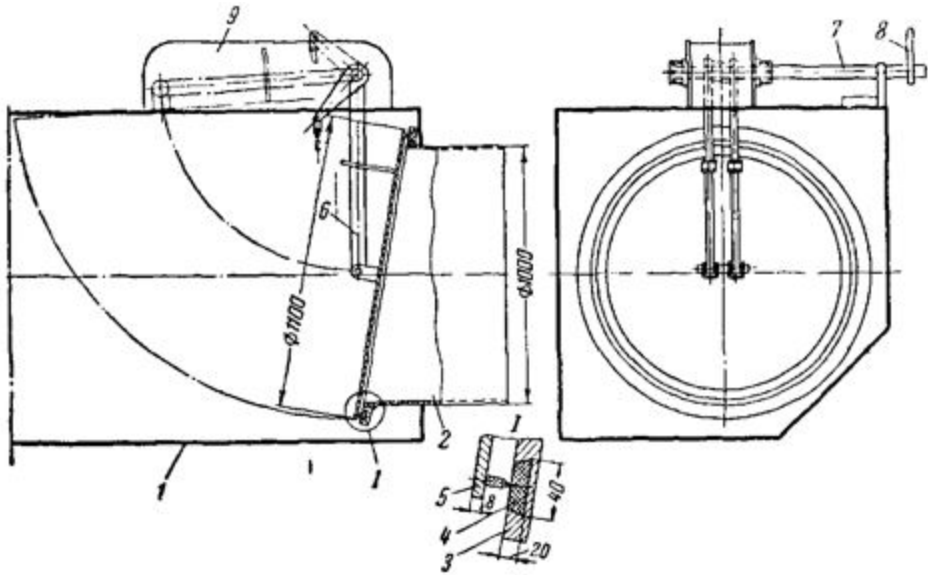


Рисунок 12. Плотный шибер

- 1
-
- коллектор первичного воздуха; 2
-
- труба; 3
-
- фланец; 4
-
- асбестовые уплотнения; 5
-
- клапан; 6
-
- рычаг; 7
-
- вал; 8
-
- рычаг привода;
- 9
-
- кожух привода.

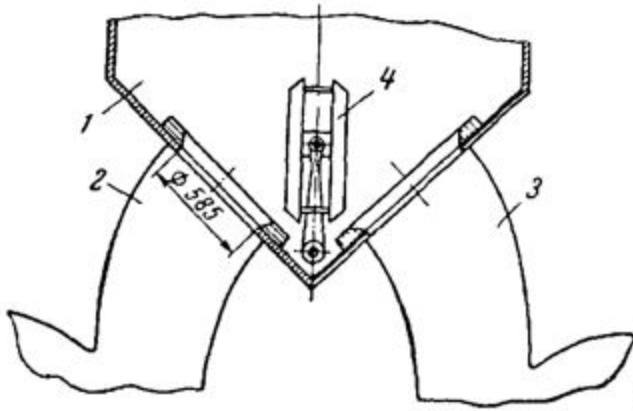


Рисунок 13. Перекидной клапан в коробе первичного воздуха

1
—
короб первичного воздуха; 2, 3
—
мельничные вентиляторы;
4
—
перекидной клапан.

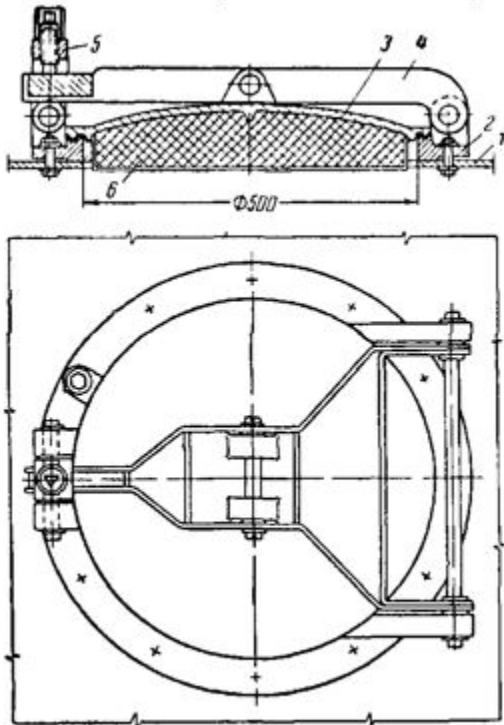


Рисунок 14. Люк "Гипрогазоочистки"

1
 —
 стенка; 2
 —
 корпус люка; 3
 —
 крышка; 4
 —
 рычаг; 5
 —
 откидной прижим; 6
 —
 теплоизоляция.

Приложение 14
 к Методическим указаниям
 по ремонту оборудования
 пылеприготовления
 электростанций

Таблица 1

Характеристика шнеков

Показатели	Диаметр винта, мм			
	200	300	400	500
Число оборотов винта в минуту	37,5	23,6	23,6	23,6
	60	37,5	37,5	37,5
	95	60	60	60
	-	95	95	95
Коэффициент наполнения	0,125 - 0,4	0,125 - 0,4	0,125 - 0,4	0,125 - 0,4
Производительность в зависимости от числа оборотов и коэффициента наполнения, м ³ /ч	1,4 - 11	3 - 39	7 - 90	14 - 180
Длина, м	3,5 - 50	3,5 - 50	3,5 - 50	3,5 - 50
Вес, кг/пог. м	58	111	145	196
Вес привода, кг	360 - 382	360 - 532	517 - 854	824 - 1604
Мощность электродвигателя, кВт	2,8 - 4,5	2,8 - 10	7 - 20	14 - 40
Число оборотов электродвигателя в минуту	1420-1440	1420-1460	1440-1460	1460-1470

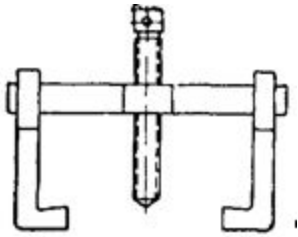


Рисунок 1. Скоба для снятия полумуфт

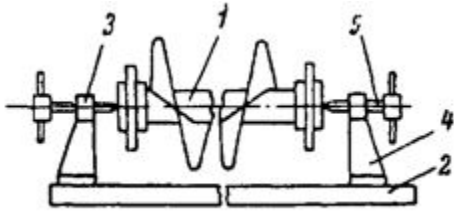


Рисунок 2. Приспособление для проверки валов

- 1
-
- вал шнека; 2
-
- рама приспособления; 3
-
- стойка; 4
-
- передвижная стойка; 5
-
- винт.

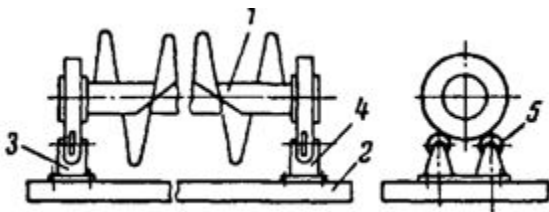


Рисунок 3. Приспособление для проверки валов

- 1
-
- вал шнека; 2
-

рама приспособления; 3

—
стойка, 4

—
передвижная стойка;

5

—
шарикоподшипник.

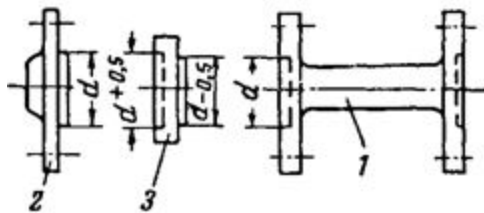


Рисунок 4. Шаблон для проверки фланцев

1

—
цапфа шнека; 2

—
фланец вала шнека; 3

—
шаблон.

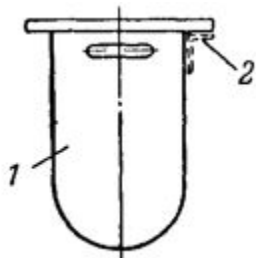


Рисунок 5. Шаблон для проверки желоба шнека

1

—
шаблон; 2

—
фланец шнека.

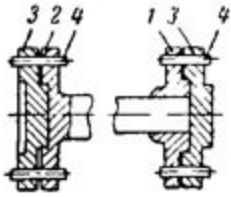


Рисунок 6. Однофланцевые цапфы

- 1
—
фланец вала; 2
—
фланец соединительной цапфы; 3
—
шаблон; 4
—
контрольные пальцы.

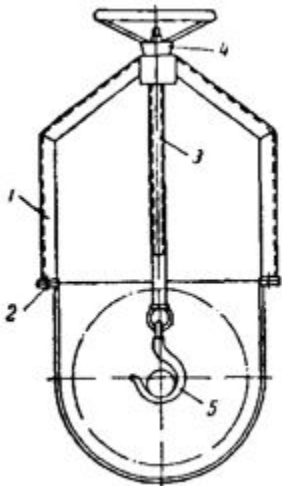


Рисунок 7. Приспособление для подъема винта шнека

- 1
—
рама; 2
—
болт с гайкой; 3
—
винт; 4
—
гайка со штурвалом; 5
—

крюк.

Таблица 2

Допуски при посадке шарикоподшипников

Номинальный диаметр вала, мм	Допуски на обработку деталей		Допуски на посадку подшипника на вал, мм
	Отклонение внутреннего диаметра отверстия подшипника, мм	Отклонение диаметра вала от номинальных диаметров, мм	
30 - 50	0,0 до 0,01	+0,02 до 0,003	Натяг от 0,03 до 0,003
50 - 80	0,0 до 0,015	+0,023 до 0,003	Натяг от 0,038 до 0,003

Таблица 3

Допуски при посадке подшипников

Номинальный диаметр вала, мм	Отклонение наружного диаметра подшипника, мм	Отклонение отверстий корпуса от номинальных размеров, мм	Допуск на посадку подшипника в корпус, мм
50 - 80	От 0,0 до -0,013	От -0,01 до +0,02	Натяг 0,01 Зазор 0,03
80 - 120	От 0,0 до -0,015	От -0,012 до +0,023	Натяг 0,012 Зазор 0,038

Таблица 4

Допуски посадки шестерен

Номинальный диаметр вала, мм	Отклонение отверстия шестерни, мм	Отклонение диаметра вала от номинальных размеров, мм	Допуск на посадку, мм
80 - 120	+0,035 - 0,0	+0,035 - +0,012	Зазор 0,023 Натяг 0,035

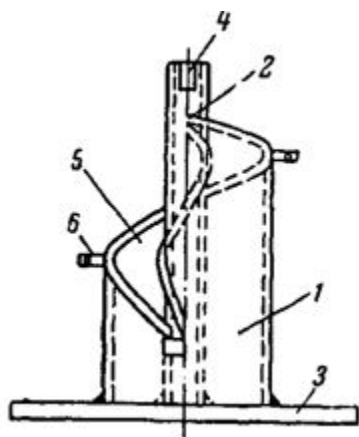


Рисунок 8. Приспособление для изготовления витков шнека

- 1
-
- труба, обрезанная по винтовой линии; 2
-
- труба; 3
-
- плита;
- 4
-
- прорези; 5
-
- полоска; 6
-
- накладка.

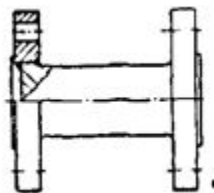


Рисунок 9. Сварная цапфа шнека

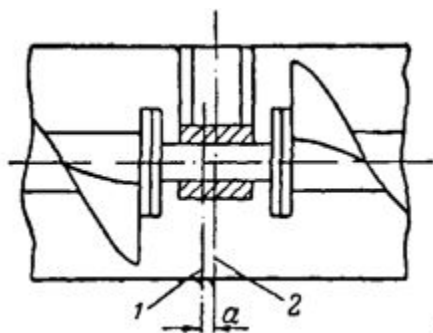


Рисунок 10. Узел промежуточного подшипника

- 1
-
- ось цапфы; 2
-
- ось подшипника.

Таблица 5

Допуски на посадку полумуфт на валы

Номинальный диаметр вала, мм	Допуск на посадку полумуфт на валы, мм	
	Тугая посадка	Напряженная посадка
50 - 80	Зазор 0,02 Натяг 0,03	Зазор 0,027 Натяг 0,02
80 - 120	Зазор 0,025 Натяг 0,035	Зазор 0,032 Натяг 0,026

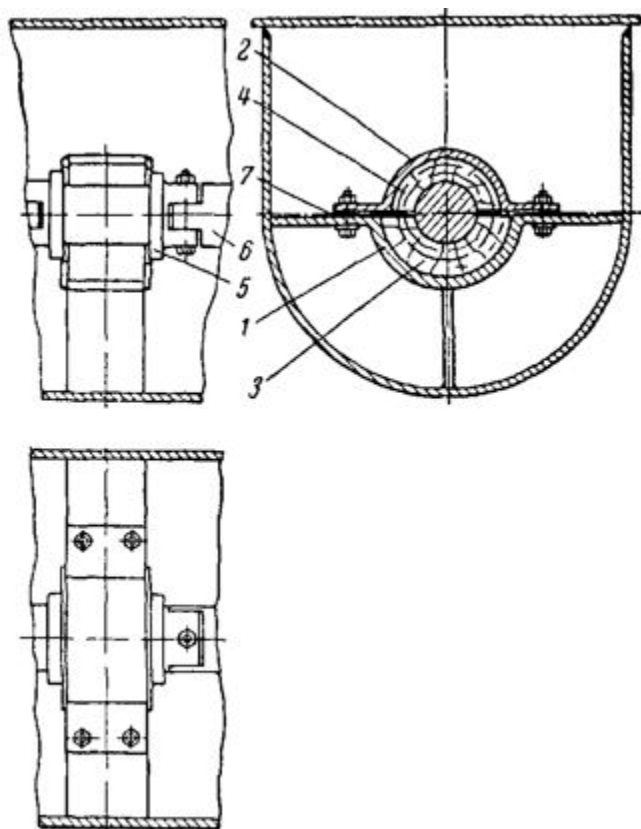


Рисунок 11. Узел промежуточного подшипника шнека

- 1
- корпус подшипника, 2
- крышка; 3, 4
- деревянные вкладыши, 5
- цапфа; 6
- вал со спиралью; 7
- прокладка из фетра.

к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

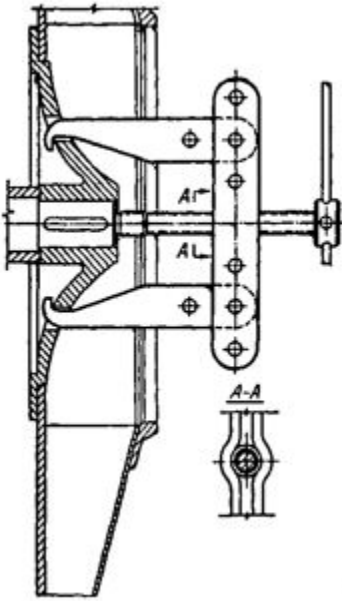


Рисунок 1. Приспособление для снятия крыльчатки с вала

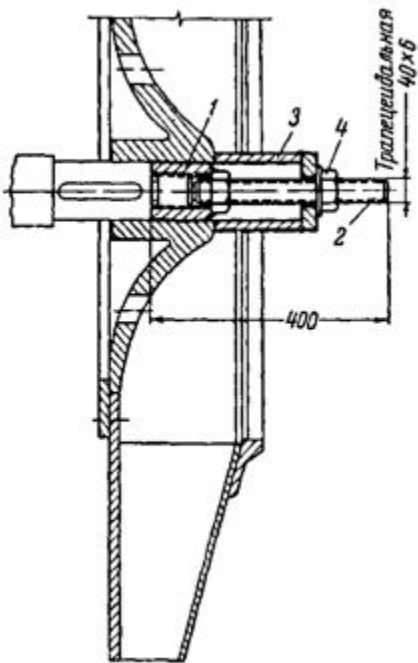


Рисунок 2. Приспособление для посадки крыльчатки на вал

- 1
-
- гайка; 2
-
- винт; 3
-
- стакан; 4
-
- гайка.

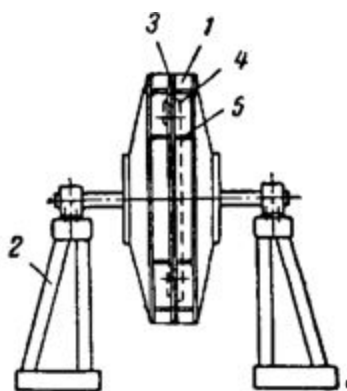


Рисунок 3. Стенд для одновременной сборки двух крыльчаток

- 1
-
- крыльчатки; 2
-
- стенд; 3
-
- диск; 4
-
- планка; 5
-
- лопатка.

Таблица 1

Основные данные мельничных вентиляторов

Показатели	Типоразмер мельничного вентилятора		
	BM50/1000-1Б	BM75/1200-1Б	BM100/1200
Диаметр рабочего колеса, мм	1 600	1 730	1 735
Вес ходовой части, кг	756	800	800
Вес рабочего колеса со ступицей, кг	546	663	663

Вес вала, кг	108	151	151
Вес электродвигателя, т	~ 2	~3	~4

Приложение 16
к Методическим указаниям
по ремонту оборудования
пылеприготовления
электростанций

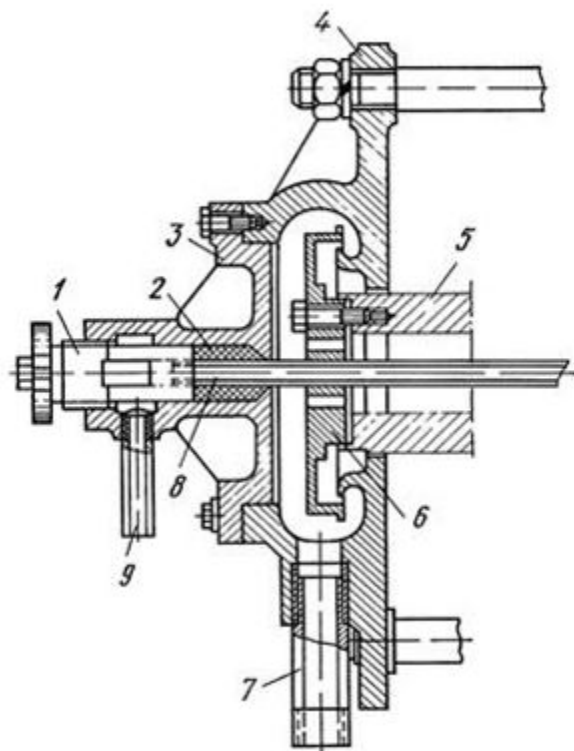


Рисунок 1. Водораспределительная головка

- 1
-
- пробка, 2
-
- сальниковое уплотнение, 3
-
- крышка корпуса,
- 4
-
- корпус головки, 5
-
- полый вал, 6
-
- диск, 7, 8, 9
-

водоотводящая, охлаждающая и водоподводящая трубки.

Приложение 16
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по инфракрасной диагностике тепломеханического оборудования тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Методические указания по инфракрасной диагностике тепломеханического оборудования тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, рассмотрены условия и порядок тепловизионного обследования зданий и сооружений, котлов, паропроводов, дымовых труб и тепловых сетей.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) тепловизор

—
устройство для наблюдения за распределением температуры исследуемой поверхности.

Примечание: Распределение температуры отображается на дисплее как цветная картинка, где разным температурам соответствуют разные цвета. Изучение тепловых изображений называется термографией;

2) инфракрасная термография (тепловое изображение или тепловое видео)

—
это научный способ получения термограммы, изображения в инфракрасных лучах, показывающего картину распределения температурных полей;

3) пирометр

—
прибор для бесконтактного измерения температуры тел.

Примечание: Принцип действия основан на измерении мощности теплового излучения объекта измерения преимущественно в диапазонах инфракрасного излучения и видимого света;

4) средство измерений

—
техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Инфракрасная диагностика зданий и сооружений

3. Одним из основных путей экономии топлива является уменьшение тепловых потерь и теплопоступлений через ограждающие конструкции строительных сооружений, достигающие по зарубежным источникам до 30 % общих потерь.

4. Тепловизионный контроль качества теплозащиты зданий и сооружений зарекомендовал, как один из основных способов контроля состояния ограждающих конструкций по окончании строительства и в период эксплуатации, ввиду оперативности, наглядности метода и достоверности полученных результатов. Метод выявляет нарушения теплозащиты ограждающих конструкций, возникшие в результате следующих причин:

- 1) нарушения технологии изготовления строительных материалов, складирования, перевозки;
- 2) ошибок и нарушений при строительстве зданий;
- 3) неправильного режима эксплуатации.

5. Перечисленные факторы приводят к снижению теплозащитных свойств в отдельных местах ограждающих конструкций в результате воздействия погодных (ветер, атмосферные осадки) и естественно-климатических (циклы тепло-холод-тепло, влажность) условий. Это, приводит к ухудшению микроклимата внутри зданий и перерасходу топлива, вследствие повышения теплопотерь.

6. Современные тепловизионные системы позволяют выявить участки с повышенными теплопотерями и определяет их границы. Количественная оценка обнаруженного дефекта производится в лабораторных условиях с использованием современной программной продукции и традиционного математического аппарата, согласно СНиП РК 2.04-03-2002 "Строительная теплотехника", СН РК 2.04-04-2011 "Тепловая защита зданий".

7. Физическая сторона явлений, происходящих при излучении и распространении тепла поверхностями ограждающих строительных конструкций, относительно требований к термографии зданий и сооружений, а также порядку ее проведения,

согласно ГОСТ 25380-2014 "Межгосударственный стандарт. Здания и сооружения. Метод измерения плотности тепловых потоков, проходящих через ограждающие конструкции" (далее - ГОСТ 25380-2014).

Параграф 1. Используемые приборы и оборудование

8. Тепловизоры для термографии зданий и сооружений отвечают требованиям:

1) диапазон измеряемых температур -20

°

С - +30 градус Цельсия (далее -

°

С);

2) предел температурной чувствительности 0,5

°

С;

3) диапазон рабочих температур -15

°

С - +40

°

С;

4) возможность применения сменных объективов, угол обзора 7 градусов

—
20 градусов;

5) число элементов в строке число элементов в кадре, не менее 100*100;

6) возможность получения значения температуры в градусах Цельсия на экране дисплея тепловизора или переносного компьютера непосредственно на месте съемки;

7) возможность записи термоизображения на видеомагнитофон или иной магнитный носитель информации;

8) регулирование значения излучательной способности (ε).

9. В современной тепловизионной технике используются инфракрасные (далее

—
ИК) детекторы. Работающие в двух диапазонах

—
коротковолновом (3

—
5 микрометров (далее

—
мкм)) и длинноволновом (8

—
14 мкм).

Использование ИК-диапазонов связано с особенностями пропускания теплового излучения атмосферой. Спектральный коэффициент отражения минимален, следовательно, минимально влияние отраженного излучения. В этом отношении позиции длинноволнового и коротковолнового ИК-диапазонов одинаковы для случая термографии зданий.

10. 40 % всей энергии собственного ИК-излучения объекта приходится на длинноволновую часть, а на коротковолновую

всего 1 %. Нежелательно применение для термографии зданий и сооружений тепловизоров индикаторного типа, принцип действия которых основан на преобразовании инфракрасных лучей с помощью пировидиконной трубки. Термография зданий проводится, зимой в отопительный период.

11. Для обследования зданий и сооружений кроме тепловизора необходимо оборудование:

- 1) прибор для контактного измерения температуры с погрешностью не более 0,5 °С;
- 2) чашечный анемометр (прибор для определения скорости ветра);
- 3) штатив;
- 4) измерительная рулетка (более 10 метров);
- 5) ртутный термометр для измерения температуры окружающего воздуха;
- 6) преобразователь теплового потока;
- 7) ИК-пирометр.

Параграф 2. Условия для качественной термографии и подготовка к измерениям

12. С целью получения достоверных результатов при термографическом обследовании зданий и сооружений выполняются ряд условий, согласно ГОСТ 25380-2014.

13. Измерения производятся при перепаде температур между внутренним и наружным воздухом, превосходящим минимально допустимый, который определяется по формуле:

$$t_{\min} = \theta \cdot R_o^n \frac{\alpha \cdot r}{1 - r}$$

(1)

где q

предел температурной чувствительности тепловизора,

C;

R_0^n

—
проектное сопротивление теплопередаче, м

C/Вт;

α

—
коэффициент теплоотдачи, принимается равным:

- 1) для внутренней поверхности стен по нормативно-технической документации;
- 2) для наружной поверхности стен при скоростях ветра 1, 3, 6 м/с

—
соответственно 11, 20, 30; Вт/(м

C);

r

—
относительное сопротивление теплопередаче подлежащего выявлению дефектного участка ограждающей конструкции, не более 0,85.

14. Термография зданий и сооружений проводится в отопительный сезон, так как при этом перепад температур будет максимально возможным и всегда удовлетворяется условию формулы (1).

Необходимо отсутствие осадков, на поверхности обследуемых зданий. Условия тепловой инерции материалов конструкций при термографии наружной части здания требуется, чтобы обследуемый объект не находился на солнце в течение 12 часов, предшествующих съемке. Проводятся измерения утром, в пасмурную погоду.

15. При инфракрасной съемке внутри помещений обращается внимание на экранирование источников света и тепла (ламп накаливания, отопительных радиаторов) расположенных вблизи объекта термографии.

16. При ветреной погоде, измеряется его скорость для дальнейшей корректировки измеренных значений температур. Выбираются безветренные дни. Сила и направление ветра оказывают существенное влияние на теплопотери воздухопроницанием и теплопотери конвекцией с наружной поверхности.

17. Ввиду значительных размеров зданий тепловизионная съемка производится по кадрам. По завершении съемки очередного кадра оператор перемещается с тепловизором таким образом, чтобы объект измерения находился под углом

наблюдения не менее 60 градусов. В этом случае излучательная способность от угла наблюдения практически не зависит. В диапазоне от 60 градусов до 90 градусов излучательная способность при приближении к 90 градусам падает, а коэффициент отражения возрастает. Поэтому стремятся, чтобы тепловизор был направлен по нормали к снимаемому объекту. Если высота такого объекта превышает 10 метров, то для работы используется монтажная вышка. Удаленность тепловизионной камеры от объекта при наружной съемке выбирается в следующем диапазоне:

$$1/(tg f) < L < L_{пред}, \quad (2)$$

где L

— удаление тепловизора от объекта съемки;

$tg f$

— тангенс угла обзора объектива;

$L_{пред}$

— расстояние, на котором тепловизор теряется требуемая точность в соответствии с техническими характеристиками и поглощением ИК-излучения атмосферным воздухом

18. При приближении к объекту на расстояние $L < 1/tg f$ увеличивается время съемки. При термографии внутренней поверхности объекта исходя из размеров участка с повышенными теплопотерями, используются объективы с углом обзора не менее 12 градусов.

19. На обследуемой поверхности выбирается геометрический репер, в качестве которого используются типовые строительные элементы с известными линейными размерами, для определения масштаба при обработке результатов измерений.

Параграф 3. Проведение тепловизионной съемки

20. Тепловизор устанавливается, подключается видеомагнитофон и выставляется необходимый температурный диапазон, который в современной тепловизионной технике определяет не только верхнюю и нижнюю границу измеряемых температур, но и чувствительность. Регулируя фокус, температурный уровень, яркость и контраст добиваются устойчивого и четкого термоизображения на экране видеоконтрольного устройства.

21. Термоизображение наружной поверхности снимается по кадрам и записывается на видеомагнитофон или диск. Видеомагнитофон позволяет записывать звуковую информацию о параметрах съемки, поэтому его использование предпочтительно. У современных тепловизоров последних модификаций, имеются встроенные микрофоны, встроенные меню на русском языке, производится запись изображений на карты

памяти разной емкости, а также записывается вся информация о тепловом состоянии объекта, получается удовлетворительная термограмма при обработке в случае неверного выбора оператором параметров съемки.

22. Все значения температур, которые используются предварительно корректируются с учетом излучательной способности объекта. Если эта величина известна, то фактическая температура определяется по формуле:

$$T_{\text{факт}} = T_{\text{рад}} / \sqrt{\epsilon} \quad (3)$$

где $T_{\text{рад}}$ — измеренная тепловизором температура, Кельвин (далее К);

$T_{\text{факт}}$ — фактическая температура объекта, К;

ϵ — коэффициент излучения материала.

23. Современные тепловизоры делают коррекцию автоматически, вводится значение излучательной способности.

Значения коэффициента "е" для основных строительных материалов приведены в таблице 1 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям. Они предназначены для использования, зависят не только от температуры материала, но и от спектральной чувствительности используемого прибора. Поэтому излучательная способность исследуемой поверхности определяется непосредственно на месте съемки.

24. Контактным термометром определяется истинная температура объекта, а затем вводятся в процессор тепловизора значения ϵ , добиваются равенства $T_{\text{изм.}}$ и $T_{\text{рад.}}$. Установленное при достижении указанного равенства значение ϵ и является истинной излучательной способностью объекта.

Ошибка в измерении температуры от неверного определения излучательной способности зависит от используемого ИК-диапазона и температуры объекта съемки. При температуре около 0

С эта погрешность незначительна (около нуля), но она возрастает с понижением температуры объекта и достигает нескольких градусов на ошибку по ϵ в 0,1 при температуре объекта -20

С.

Просмотрев поверхность исследуемого здания, и записав ее термоизображение на видеоманитофон (или иной носитель) выбирается базовый участок, размером больше двух толщин ограждающей конструкции и имеющий равномерное температурное поле. Этот участок выполняется из тех же стройматериалов, и имеет ту же конструкцию, что и исследуемая поверхность с температурными аномалиями. Его температурное поле соответствует минимальному выходному сигналу тепловизора для исследуемого объекта. Сравнивая термоизображение ограждающей конструкции и базового участка, выявляются места с повышенными теплотерями. Температура наружной поверхности таких участков превышает температуру базового участка, на величину цены деления шкалы тепловизора.

25. Базовый участок и места с температурными аномалиями подвергаются детальной термографии уже с минимально возможного расстояния снаружи и внутри зданий, там же измеряется температура окружающего воздуха. Визуально осматривается этот участок, определяется, не является ли его тепловая картина следствием, локального загрязнения и соответственно изменения излучательной способности. По окончании съемки измеряются и записываются для каждого аномального и базового участков следующие величины:

- 1) температура наружного воздуха;
- 2) скорость ветра;
- 3) наружная температура на поверхности исследуемого участка;
- 4) температура внутренней поверхности исследуемого участка;
- 5) температура окружающего воздуха внутри здания;
- 6) температурный диапазон и уровень в момент съемки;
- 7) угол зрения используемого объектива;
- 8) расстояние до исследуемой поверхности;
- 9) излучательная способность поверхности объекта;
- 10) тепловой поток через исследуемый участок, если такие измерения проводились;
- 11) распределение температур по элементам системы отопления в обследуемом секторе здания.

26. При получении данных, приступают к количественной оценке результатов измерений и компьютерной обработке. Термограммы участков ограждающих конструкций с повышенными теплотерями и примеры выбора базовых участков приведены на рисунках 1 - 7 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям

Параграф 4. Обработка результатов измерений

27. Результаты тепловизионной съемки представляются результатами обследования в виде цветных или черно-белых термограмм. Для каждого исследуемого фрагмента ограждающей конструкции имеются исходные данные:

- 1) излучательная способность (ϵ);
- 2) температура воздуха вблизи объекта (T);
- 3) температура атмосферного воздуха (T_a) (при съемке внутри помещения

—
температура в его средней части, в 1,5 метрах от пола;

- 4) дистанция до объекта, метр (далее - м);
- 5) температурный уровень;
- 6) температурный диапазон;
- 7) виды используемых фильтров и диафрагм;
- 8) угол обзора используемого объектива.

28. При известной температуре в каждой точке учитывается скорость ветра (программы обработки термоизображения этого, не делают) в соответствии с формулой:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left[\frac{V_1}{V_2} \right]^{0.445}$$

(4)

где V_1

—
скорость ветра при температуре T_1 , метр/секунда (далее

—
м/с);

V_2

—
скорость ветра при температуре T_2 , м/с .

Для проведения тепловизионной съемки выбирается безветренная погода, так как при переменном ветре использование данной корректировки приводит к дополнительной погрешности.

29. Выделяются 3 основные задачи при обработке термоизображений зданий и сооружений:

- 1) определение участков ограждающих конструкций с повышенными теплопотерями, согласно ГОСТ 30290-94 "Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности поверхностным преобразователем". Рассчитываются сопротивления теплопередаче R (m^2

С/Вт) для базового и других характерных участков и сравниваются с требуемым значением. На этом этапе разделяются ограждающие конструкции на стены, окна и цоколь и в дальнейшем для каждой из этих поверхностей производят отдельные вычисления сопротивления теплопередаче, выявление базового участка, расчет полных теплопотерь (Q) и экономический ущерб;

2) определяются удельные теплопотери (q) для всех характерных участков;

3) определяется экономический ущерб от выявленных тепловых аномалий - определяются площади участков с повышенными теплопотерями, определяются избыточные теплопотери через эти участки, определяются количества и стоимости перерасходованных энергоносителей.

30. Используемые обозначения для расчетов:

1) R

— сопротивление теплопередаче, (квадратный метр

градус Цельсия/Ватт (далее - m^2

С/Вт));

2) R_0^{TP}

— требуемое сопротивление теплопередаче, (m^2

С/Вт);

3) n

— коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающей конструкции к наружному воздуху, согласно СН РК 2.04-04-2011 "Тепловая защита зданий";

4) q

— удельные теплопотери, (Ватт/квадратный метр (далее - $Вт/m^2$));

5) Q

— полные теплопотери, (Ватт (далее - $Вт$));

6) t_H, t_B

— измеренные температуры наружного и внутреннего воздуха, $^{\circ}C$;

7) t_B, t_H

измеренные значения температуры наружной и внутренней поверхности ограждающей конструкции, °C;

8) d

толщина конструкции, метр (далее - м);

9) λ

теплопроводность конструкции, (Ватт/метр

градус Цельсия (далее - Вт/(м

C));

10)

α

В'

α

н

коэффициент теплоотдачи соответственно у внутренней и наружной поверхности ограждающей конструкции, (Ватт/квадратный метр

Кельвин (далее - Вт/(м²

K));

11)

α

к'

α

л

соответственно конвективная и лучистая составляющие коэффициента теплоотдачи (Вт / (м²

К));

12) F

—
площадь поверхности ограждающей конструкции, (квадратный метр (далее - m^2)).

31. Участки ограждающих конструкций с повышенными теплотерями выявляются путем сравнения сопротивления ограждающих конструкций полученного в результате натурных измерений с требуемым значением определяемым в соответствии СНиП РК 2.04-03-2002 "Строительная теплотехника", СН РК 2.04-04-2011 "Тепловая защита зданий" по формуле:

$$R_{0\text{тп}} = \frac{n(t_{\text{в}} - t_{\text{н}})}{\Delta t \cdot \alpha_{\text{в}}}$$

(5)

где $t_{\text{в}}$, $t_{\text{н}}$,

Δ

$t_{\text{н}}$, n и

α

в

—
расчетные и табличные значения, принимаются по СНиП РК 2.04-03-2002 "Строительная теплотехника", СН РК 2.04-04-2011 "Тепловая защита зданий".

32. Термическое сопротивление слоя многослойной конструкции определяется согласно СНиП РК 2.04-03-2002 "Строительная теплотехника" по формуле:

$$R = \frac{\delta}{\lambda}$$

(6)

33. Сопротивление теплопередаче многослойной конструкции определяется по формуле:

$$R = \frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \sum R_{\text{к}} + \frac{1}{\alpha_{\text{н}}}$$

(7)

34. Все вышеприведенные формулы применяются для вычисления требуемых и расчетных значений при проектировании, используется расчетный коэффициент теплопроводности материала слоя (1), но на практике его значение будет отлично от проектного.

35. При определении расчетного значения, то

а
в И
а

н принимаются по СНиП РК 2.04-03-2002 "Строительная теплотехника", СН РК 2.04-04-2011 "Тепловая защита зданий" или по таблицам 2 и 3 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям, а если обрабатываются результаты натуральных измерений, то эти значения рассчитываются по экспериментальным данным.

36. Для вычисления R по результатам натуральных измерений используется выражение :

$$R = \frac{1}{\alpha_{\text{в}}} \left(\frac{t_{\text{в}} - \tau_{\text{н}}}{t_{\text{в}} - \tau_{\text{в}}} - 1 \right)$$

(8)

Эта формула применяется для обработки экспериментальных данных. Все значения берутся по результатам измерений, а коэффициент теплоотдачи (

а
в)
—

вычисляется.

37. При измерении удельного теплового потока q (с помощью датчиков, тепломеров), используется формула, согласно ГОСТ 25380-2014:

$$R_{\text{с}} = R_{\text{в}} + R_{\text{н}} + R_{\text{к}} = \frac{t_{\text{в}} - \tau_{\text{в}}}{q_{\text{ф}}} + \frac{\tau_{\text{в}} - \tau_{\text{н}}}{q_{\text{ф}}} + \frac{\tau_{\text{н}} - t_{\text{н}}}{q_{\text{ф}}}$$

(9)

где $R_{\text{в,н,к}}$

— термическое сопротивление внутренней, наружной поверхности и однородной зоны ограждающей конструкции (м^2

·
о

С/Вт);

$q_{\text{ф}}$

— средняя за расчетный период измерения фактическая плотность теплового потока; для сплошных ограждающих конструкций:

$$q_{\phi} = \frac{q(t_{\varepsilon} - t_{\kappa})}{(t_{\varepsilon} - t_{\kappa}) - q(R_m + R_c)}$$

(10)

где q

— средняя за расчетный период измеренная плотность теплового потока (Вт/м²);

R_m

— термическое сопротивление преобразователя теплового потока, определяемое по его паспортным данным, (м²

С/Вт);

R_c

— термическое сопротивление слоя, определяемое расчетом, (м²

С/Вт).

38. Термическое сопротивление слоя ограждающей конструкции определяется как разность температур на границе слоя деленное на плотность теплового потока через него:

$$R = \frac{\tau_{\varepsilon} - \tau_{\kappa}}{q}$$

(11)

По результатам измерений определяется температура внутренней поверхности ограждающей конструкции для других расчетных условий, расчетным путем, согласно ГОСТ 25380-2014.

39. Если измерения плотности теплового потока (q) не проводились, вычисляется тепловой поток по результатам тепловизионной съемки и используются соотношения:

$$q = q_{\text{конв}} + q_{\text{луч}} \quad (12)$$

$$q_{\text{конв}} = \alpha_k \times (t_{\text{н}} - t_{\text{н}}) \quad (13)$$

$$\alpha_k = \alpha_{\text{вн}} \times \alpha_{\text{п}} \quad (14)$$

где q

плотность теплового потока ($\text{Вт}/\text{м}^2$);

w

скорость потока, ($\text{м}/\text{с}$);

ρ

плотность массы, килограмм/кубический метр (далее - $\text{кг}/\text{м}^3$);

c_p

теплоемкость при постоянном давлении, килоДжоуль/килограммх Кельвин (далее - $\text{кДж}/\text{кгх}$

К);

$$q_{\text{л}} = C \varepsilon \rho w (t_{\text{н}}^4 - t_{\text{н}}^4), \quad (15)$$

где C

коэффициент лучеиспускания абсолютно черного тела ($5,7 \times 10^{-8} \text{ Вт}/\text{м}^2$);

ε

излучательная способность поверхности объекта (это значение зависит от используемого инфракрасного диапазона и температуры объекта, а также от материала и геометрии ограждающей конструкции).

Приближенное значение ε определяется из таблицы 1 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям. Более точное значение получается при сравнении температуры объекта, измеренной контактным способом, и температуры того же объекта, измеренной с помощью тепловизора. Абсолютно черным телом называют материал, который при данной температуре излучает наибольшее количество тепловой энергии. Основные строительные материалы относятся к "серым телам".

40. Плотность теплового потока не вычисляется, а измеряется непосредственно при обследовании зданий. Измеряется в соответствии с ГОСТ 25380-2014, преобразователем теплового потока (далее

ИТП-11) или аналогичным, согласно ГОСТ 30290-94 "Материалы и изделия строительные. Метод определения теплопроводности поверхностным преобразователем". Длительность измерений с наружной стороны ограждающих конструкций определяется тепловой инерцией последних (до 15 суток), согласно СН РК 2.04-04-2011 "Тепловая защита зданий", определяется диапазон температур

наружного воздуха, при котором погрешность таких измерений будет минимальна. При использовании прибора ИТП-11 обеспечиваются условия при которых измеряемая плотность теплового потока находилась бы в диапазоне 33

—
50 Вт/м². Это обеспечивается при температурах наружного воздуха от -15 до 32 °С. При более высоких температурах погрешность измерений возрастает.

41. Для избежания трудностей с тепловой инерцией измерения теплового потока проводятся, с внутренней стороны ограждающих конструкций. С наружной стороны такие измерения проводятся в случаях сохранения устойчивой температуры на поверхности и невозможности проведения измерений внутри.

42. Воздушные зазоры между датчиками и поверхностью не допускаются. Шероховатости устраняются, датчики укрепляются на технический вазелин.

43. По известным удельным тепловым потокам через аномальные участки вычисляется полный тепловой поток, путем умножения на площадь этого участка. Полученное значение определяет избыточные теплопотери за счет наличия участков с повышенными теплопотерями, перерасход топлива, и в итоге,

—
экономический ущерб.

44. Приведенный выше расчет не учитывает теплопотерь воздухопроницанием. Если возникает необходимость определения места с повышенным сопротивлением воздухопроницанию ограждающей конструкции, определяется разность давления внутреннего и наружного воздуха для сравнения с нормативными значениями, согласно СН РК 2.04-04-2011 "Тепловая защита зданий".

45. При практической термографии имеются участки с повышенным воздухопроницанием

—
это предельный случай участка с повышенными теплопотерями, когда термическое сопротивление равно нулю. Процесс воздухопроницания "не стационарен" и зависит от разности давлений, температур, ориентации здания относительно сторон света, направления и силы ветра. Выявляются такие места, которые легко достигаются при тепловизионной съемке и ликвидируют их (заклейка окон, герметизация швов).

46. Современная тепловизионная техника позволяет выявить места расположения, участков ограждающих конструкций с повышенными теплопотерями и существенно упрощает решение следующих задач:

1) оценивается качество монтажа и проектирования новых зданий;

2) определяется целесообразность, объемы и сроки профилактического или капитального ремонтов зданий путем оценки степени дефектности и состояния отдельных его элементов;

3) осуществляется контроль, за уровнем тепловых потерь через отдельные элементы ограждающих конструкций зданий и сооружений.

47. Практическое применение инфракрасной техники для термографии ограждающих конструкций зданий и сооружений показало, что для стен с оконными проемами основные потери тепла (до 70 %) обуславливаются теплопроводностью и воздухопроницаемостью оконных заполнений. Теплотери через глухие стены в основном обуславливаются теплопроводностью материалов стен, при условии качественной заделки межпанельных швов.

48. Тепловизионный контроль качества теплозащиты зданий и сооружений проводится по окончании строительства и в период эксплуатации. При этом нарушения теплозащитных свойств ограждающих конструкций подлежат выявлению лишь в отопительный сезон. Для выполнения такого рода работ используются тепловизоры с чувствительностью не хуже 0,1

С, с программным обеспечением для анализа термоизображений. Выявление и определение границы участков ограждающих конструкций с повышенными теплотериями другими методами не представляется возможным.

Глава 4. Инфракрасная диагностика обмуровки котельных агрегатов и тепловой изоляции оборудования

49. Основные качественные показатели тепловой изоляции, (далее - ТИ), максимально допустимые тепловые потери через ТИ и температура наружной поверхности регламентируются утвержденными нормами тепловых потерь, согласно Правилам обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, утвержденным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10303) (далее – Правила № 358), и СП РК 4.02-105-2013 "Котельные установки".

Сноска. Пункт 49 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

50. Каждый процент превышения норм тепловых потерь эквивалентен перерасходу около 300 килограмм (далее

— кг) условного топлива в год на 1 МВт установленной мощности, затраты на содержание ТИ в надлежащем состоянии и систематический контроль, окупаются.

Применение для контроля теплоизоляции термощупов и измерителей тепловых потоков, основывается на прямом контактном измерении, что не всегда представляется

возможным в реальных условиях производства, из-за невозможности доступа к месту измерения (нагромождение труб, балок). Испытания ТИ имеют основные цели:

- 1) определение объемов и локализация мест разрушения ТИ перед ремонтом;
- 2) оценка качества ТИ при приемке после монтажа, ремонта или реконструкции;
- 3) обследование состояния ТИ и ее паспортизация;

4) обследование суммарных потерь тепла через ТИ для подсчета коэффициента полезного действия основного оборудования.

51. Во всех случаях производится проверка соответствия ТИ установленным нормам потерь тепла через ТИ и температура на ее поверхности. Полученные результаты испытаний ТИ позволяют путем сравнения их с нормативными или проектными показателями, дается оценка качества выполнения или состояния ТИ, выявляются дефектные участки ТИ. Намечаются пути устранения дефектов.

Параграф 1. Объект испытаний

52. Испытаниям подлежит ТИ основного и вспомогательного оборудования и трубопроводов с температурой теплоносителя выше 100

◦

С. Нормы тепловых потерь, принятые при проектировании ТИ и принятая температура поверхности изоляции, согласно СН РК 2.04-04-2011 "Тепловая защита зданий", при температуре воздуха в помещении 25

◦

С.

Температура на поверхности ТИ не превышает 45

◦

С при температуре теплоносителя равной или меньше 500

◦

С, при температуре теплоносителя 501

—
600

◦

С температура на поверхности ТИ не превышает 48

◦

С.

Для объектов, расположенных на открытом воздухе, температура на поверхности ТИ не превышает 55

◦

С при металлическом покровном слое, 60

◦

С

при других видах покровного слоя.

53. Из-за сложности и разнообразия оборудования электростанций, до начала испытаний, все паропроводы и оборудование разбиваются на отдельные группы:

1) котельный цех. Испытаниям подвергается ТИ трубопроводов питательной воды, водоперепускные трубы в пределах котла, пароотводящие трубы, барабан, пароперепускные трубы, коллекторы пароперегревателя, трубопроводы перегретого пара (основного и вторично перегретого), холодные линии вторично перегретого пара, установка для подачи собственного конденсата на впрыски, обмуровка котла, воздушный и газовый тракт котла, системы пылеприготовления;

2) турбинный цех. Испытаниям подвергается ТИ турбины, паропроводов свежего и вторично перегретого пара, паропускных паропроводов от стопорных и регулирующих клапанов до цилиндра высокого давления турбины, трубопроводы питательной воды и конденсата, подогреватели, деаэраторы.

54. Удельные теплотери и температура на поверхности ТИ нормируются в зависимости от температуры окружающего воздуха, во время испытаний производится измерения температуры окружающего воздуха вблизи мест измерений (0,8

1,5 метра от точки измерения удельных потерь тепла). Нормы потерь тепла изолированными поверхностями на открытом воздухе с расчетной температурой воздуха приведены в таблице 1 и 2 согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 2. Измерительные приборы

55. Для измерения температуры поверхностей ТИ применяется тепловизор с параметрами не ниже:

- 1) диапазон измеряемых температур..... - 20 до 1500
С;
- 2) чувствительность (не хуже)..... 0,1
С;
- 3) разрешающая способность..... 0,1
С.

56. Применение тепловизоров для оценки тепловых потерь ТИ (при компьютерном анализе с использованием соответствующего программного обеспечения), сначала

проводится дополнительная работа по сравнению результатов измерений тепловых потоков, получаемых тепломерами и радиационных температур, измеренных тепловизионными системами.

57. Для измерения линейных размеров ТИ применяются линейки металлические и рулетка общего назначения согласно СТ РК 2.29-2004 "Государственная система обеспечения единства измерений Республики Казахстан. Государственный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от 1

10^{-6} до 50 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм". Толщина ТИ измеряется металлической линейкой при наличии свободных торцов или путем прокалывания ТИ толщиномером

заостренным стальным стержнем с нанесенными на нем мерными делениями через 5 миллиметров (далее

мм).

Параграф 3. Условия испытаний

58. Тепловые испытания ТИ на вновь вводимом оборудовании проводятся через 750

1000 часов работы оборудования с нанесенной ТИ. Испытания (кроме снятия кривых охлаждения) проводятся при стационарной нагрузке котла, по возможности, близкой к номинальной, но не менее 60

70 % от номинальной. В случае останова котла в период испытаний до возобновления испытаний после пуска при прохождении не менее 3 суток, для достижения установившегося режима по температуре.

59. Снятие характеристик остывания производится после непрерывной работы энергоблока в течение не менее 3 суток с нагрузкой не менее 80 % от номинальной. В течение 5

6 часов перед остановом, температура свежего пара и пара промперегрева становится номинальной.

60. В период испытаний ежедневно до и после выполнения измерений производится запись производительности и основных параметров работы оборудования, а также вспомогательного оборудования, находящегося в работе (система пылеприготовления, подогреватели сетевой воды).

Параграф 4. Проведение испытаний

61. Перед началом испытаний знакомятся с проектом тепловой изоляции паропроводов и оборудования.

Уточняются и определяются:

- 1) схемы изоляции паропроводов и оборудования;
- 2) конструкции ТИ для каждого изолированного объекта или участка;
- 3) материалы, примененные для устройства ТИ;

4) расчетные общие и удельные потери тепла через ТИ и температура на ее поверхности.

62. При отсутствии схем составляются эскизы оборудования и трубопроводов. По месту с учетом подходов, наличия лестниц и площадок выбираются точки для проведения измерений при испытаниях. При внешнем осмотре ТИ отмечаются на схеме места с нарушенным покровным слоем, наличие разрушений ТИ (провисание, сползание) и другие видимые дефекты.

63. На участках с недостаточной толщиной изоляции производятся измерения температуры на поверхности ТИ и окружающего воздуха.

Получив данные испытаний приступают к количественной оценке результатов измерений и компьютерной обработке. Примеры термограммы при разрушении футеровки котла приведены на рисунках 4 и 5 согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 5. Обработка результатов испытаний

64. Для сравнения с нормативными значениями результаты испытаний пересчитываются по формулам:

- 1) приведенные потери тепла к 1 метру;
- 2) длины изолированного трубопровода q Вт/м:

$$q = Rq_1, \quad (16)$$

где q_1

измеренные потери тепла с 1 м² ТИ, Вт/м²;

R

длина окружности ТИ, м;

- 3) удельные потери тепла при температуре окружающего воздуха 25

C

q_{25} , Вт/м²;

$$q_{25} = \frac{q_1(t_T - 25)}{t_T - t_\varepsilon}$$

(17)

где t_T

— температура теплоносителя в изолированных объектах,

°

С;

t_B

— температура окружающего воздуха,

°

С;

4) температура поверхности ТИ при температуре окружающего воздуха 25

°

С

—

$t_{ТИ}^{25}$,

°

С:

$$q_{ТИ}^{25} = \frac{q_{25}}{q_1}(t_{ТИ} - t_\varepsilon) + 25$$

(18)

где $t_{ТИ}$

—

измеренная температура поверхности ТИ,

°

С.

65. Данные температуры поверхности изоляции и окружающего воздуха пересчитываются на тепловой поток по формуле:

$$q = 1,66(T_{ТИ} - T_\varepsilon)^2 + c'(T_{ТИ}^4 - T_\varepsilon^4) \cdot 10^{-4}$$

(19)

где $T_{ТИ}$, T_B

—

температура соответственно поверхности ТИ и окружающего воздуха, К;

c'

—
коэффициент излучения, Вт/(м

К);

$$c' = 4,88 \text{ Вт/(м}$$

К)

—
для оштукатуренных, окрашенных и запыленных поверхностей ТИ;

$$c' = 2,67 \text{ Вт/(м}$$

К)

—
для алюминиевого покровного слоя ТИ.

Номограммы зависимости теплового потока от температуры поверхности обшивки при различной температуре окружающего воздуха, построены по формуле (19) на рисунках 1 и 2 согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 5. Инфракрасная диагностика поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов

66. Материалы поверхностей нагрева, выбираются с учетом параметров внутренней и внешней сред, в зависимости от условий их работы.

67. К качеству труб поверхностей нагрева, трубопроводов и коллекторов предъявляются высокие требования, так как от этого зависит надежность работы котла.

68. Обследование поверхностей нагрева выполняется организацией, имеющей лицензированных специалистов в области тепловидения. Местной инструкцией, регламентируется график периодичности очистки поверхностей нагрева, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее

—
Правила технической эксплуатации).

69. Основное внимание при обследовании уделяется, визуальному осмотру поверхностей нагрева на предмет выявления видимых нарушений, тепловизионной съемке, осуществляемой в зонах прямой видимости труб поверхностей нагрева котла.

Параграф 1. Подготовка к термографическому обследованию и выбор измерительных приборов

70. Определяются порядок и начальная точка осмотра и съемки труб поверхностей нагрева.

71. Выбирается способ маркировки забракованных участков труб (мел, уголек).

72. Изучаются (если проводились) предыдущие обследования поверхностей нагрева и периодичность их очистки.

73. Выбор тепловизора определяется компактностью и сравнительно невысокими требованиями по его разрешающей способности.

74. Для уменьшения потери по времени, используется пирометр с лазерным целеуказателем.

Параграф 2. Проведение обследования

75. Визуальный осмотр совмещается с тепловизионной съемкой труб поверхностей нагрева котла на участках их прямой видимости, (производится запись термографической картинки на видеомagneтофон или диск для последующего создания архивной базы), на выведенном из работы котле.

76. Тепловизионный контроль забитости труб паровых и водогрейных котлов проводится как на стадии завершения капитального или среднего ремонта, так и до него.

77. Для проведения тепловизионного обследования обеспечивается подача теплой воды (40

—
60
°

С) через поверхности нагрева котла.

78. В процессе термографии маркируются (отмечаются) участки забитых труб и помечаются дефекты, выявленные при визуальном осмотре (рекомендуется запись на видеокамеру с привязкой к месту дефекта).

79. Осмотр производится с участием ответственного представителя электростанции для пояснений и фиксации выявленных дефектов.

80. Результаты осмотра оформляются совместным актом, в котором перечисляются обнаруженные дефекты и определяются мероприятия по их устранению.

81. При проведении тепловизионного и визуального обследования труб поверхностей нагрева котла выполняются требования Правил № 358.

Сноска. Пункт 81 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 3. Анализ материалов обследования труб поверхностей нагрева котла

82. После проведения осмотра и сбора информации производится анализ всех полученных материалов, выявление возможных причин повреждений и оценка их влияния на состояние труб поверхностей нагрева.

83. При визуальном осмотре выявляются следующие группы дефектов:

- 1) дефекты производства труб металлургического происхождения (плены, закаты, трещины);
- 2) дефекты термической обработки (коррозия, окалинообразования);
- 3) технологические дефекты, возникающие при изготовлении, монтаже и ремонте котла (гофры на гнутых участках труб, утонение стенок, вмятины, задиры);
- 4) наружные загрязнения поверхностей нагрева (сажа, шлакозоловые отложения).

84. Забитость или частичная проходимость труб поверхностей нагрева определяется при помощи тепловизора, пример термограммы труб поверхностей нагрева котла приведен на рисунке 3 согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям, где темный и серый цвет (холодный) соответствует непроходимости трубок, соответственно белый (горячий) указывает на нормальное состояние данного участка поверхности нагрева.

Забитость трубок определяется внутренними "загрязнениями":

- 1) послемонтажная загрязненность поверхности котла из-за отложения на ней оксидов железа;
- 2) загрязненность сварочным графом, песком, землей и другими посторонними предметами;
- 3) эксплуатационная загрязненность внутренней поверхности котла из-за отложений в виде кальциевых соединений и оксидов железа.

85. При тепловизионном контроле труб поверхностей нагрева котла не дается однозначного толкования характера внутренних отложений (необходимы последующие лабораторные исследования), но получается общая картина состояния поверхностей нагрева котла в зонах визуального осмотра.

86. Для устранения обнаруженных дефектов и дальнейшего исключения (замедления) их развития поддерживаются оптимальные режимы работы котла и применение механизированных систем комплексной очистки (паровые, воздушные или водяные аппараты, устройства импульсной очистки, виброочистки, дробеочистки). Предназначенные для этого устройства и средства дистанционного и автоматического управления ими поддерживаются в постоянной готовности к действию.

87. Тепловизионный контроль труб поверхностей нагрева котла проводится, когда котел выводится из работы, ввиду небольших экономических затрат и важности данного метода, при этом получается достоверная информация на текущий момент времени с накоплением и использованием ее в последующих ремонтных работах и эксплуатационных режимах.

88. Получив данные, приступают к количественной оценке результатов измерений и компьютерной обработке. Пример термограммы участка паропровода с повышенными теплопотерями приведен на рисунке 6 согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 6. Инфракрасная диагностика дымовых труб

89. Обследование дымовой трубы производится с целью изучения ее состояния в процессе эксплуатации. Определяется необходимость проведения ремонта и его объем, необходимость осуществления реконструкции, с целью устранения или предотвращения процессов, оказывающих вредное влияние на несущую способность и долговечность трубы.

90. Обследование дымовой трубы выполняется организацией, имеющей лицензированных специалистов в области тепловидения. Дымовые трубы электростанций и газоходы подвергаются наружному осмотру 1 раз в год

весной. Внутреннее обследование дымовых труб производится через 5 лет после их ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже 1 раза в 15 лет.

91. Внутреннее обследование труб с кирпичной и монолитной футеровкой, заменяются тепловизионным, с частотой обследования не реже 1 раза в 5 лет, согласно нормативному документу в области электроэнергетики.

92. Основное внимание при обследовании уделяется, как визуальному осмотру состояния трубы с земли с помощью бинокля, так и тепловизионной съемке, осуществляемой с трех точек, по всей высоте трубы и по всему периметру с последующей записью на видеомagneтофон (либо другой носитель информации) с последующей обработкой результатов термографирования на компьютере, согласно рисунку 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 1. Подготовка к визуальному и термографическому обследованию дымовой трубы

93. Определяются наиболее удобные точки съемки и осмотра дымовой трубы.

94. Перед выполнением работы проводится ознакомление с технической документацией (паспортом) дымовой трубы.

95. Изучаются предыдущие обследования дымовой трубы и сведения о проведенных ремонтах.

96. Съемка и осмотр дымовой трубы проводится в пасмурный день (либо в ночное время), максимально исключая, влияние солнечной радиации.

Параграф 2. Проведение обследования

97. Обследование дымовой трубы производится для выявления дефектов, появившихся при возведении трубы и ее эксплуатации. При этом определяются характер и размеры дефектов, анализируются причины их возникновения, а также

устанавливается (ориентировочно) время их появления и возможность дальнейшего развития. При обследовании дымовой трубы одновременно производится осмотр подсоединенных к ней газоходов.

98. Перед обследованием дымовой трубы знакомятся с имеющейся на нее документацией:

1) с проектом трубы для ознакомления с ее общей конструкцией и отдельными элементами, примененными материалами;

2) с документацией по строительству трубы

—
для ознакомления с изменениями, внесенными в проект во время строительства, условиями строительства, периодом возведения "зима, лето" и другими особенностями;

3) с условиями эксплуатации трубы для оценки влияния эксплуатационных факторов на развитие дефектов.

99. При обследовании дымовой трубы производится запись термографической картинки на видеомagneитофон или дискеты для последующего анализа изображения.

100. При обследовании трубы уделяется внимание ее несущим конструкциям:

1) фундаменту или опорной части;

2) стволу;

3) футеровке;

4) растяжкам и анкерным устройствам;

5) повреждениям, обнаруженным при ранее проведенных осмотрах.

101. Осмотр наружной поверхности производится с помощью бинокля для установления крупных дефектов.

102. При осмотре наружной поверхности железобетонной трубы выявляются:

1) места открытой арматуры и места с прогибами вертикальной арматуры;

2) вертикальные и горизонтальные трещины;

3) выпученные места в защитном слое бетона;

4) отслоения и сколы бетона;

5) отслоения крупного заполнителя или арматуры от цементного камня;

6) наличие крупнопористого бетона;

7) места течей и другие дефекты.

При этом осматриваются швы бетонирования и сохранность маркировочной окраски поверхности.

103. При осмотре поверхности металлической дымовой трубы устанавливаются места повреждений вследствие дефектов конструкции, некачественного монтажа, обширной коррозии с наружной стороны.

104. При осмотре наружной поверхности кирпичной дымовой трубы выявляются трещины, места разрушения кладки от попеременного замораживания и оттаивания или выкрашивания кирпича и прочие дефекты.

105. Осмотры дымовой трубы производятся с участием ответственного представителя электростанции для пояснений и фиксации выявленных дефектов.

106. Тепловизионная съемка дымовой трубы проводится с расстояния 80 – 100 метров с применением объектива 7 градусов по кадрам, с последующим их монтажом при компьютерной обработке. Увеличение расстояния при съемке трубы, а также неблагоприятные погодные условия приводят к искажению температурного поля и невозможности качественного определения температурных аномалий на поверхности трубы. Схема расположения оператора при съемке приведена на рисунке 1 согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

107. Результаты осмотра трубы оформляются совместным актом, в котором перечисляются обнаруженные дефекты и определяются мероприятия по их устранению с указанием сроков.

108. Проведение обследования выполняются согласно Правилам технической эксплуатации.

Параграф 3. Обработка материалов тепловизионной съемки дымовой трубы

109. Тепловизионная съемка дымовой трубы тепловизором (предпочтительно 8 – 12 мкм) с разрешающей способностью не менее 0,1 м.
С.

110. Обработка результатов термографирования осуществляется на компьютере, по специальной программе с определением реального температурного поля по всей поверхности трубы и выявления аномальных температурных зон.

111. Распечатка термограмм выполняется на цветном принтере в цвете, либо в серых полутонах, где каждому цвету или оттенку соответствует своя температура.

Отдельные термограммы монтируются между собой, для получения общей термограммы по высоте трубы, согласно рисунку 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 4. Расчет температуры поверхности дымовой трубы

112. Для оценки состояния дымовой трубы проводятся теплотехнические расчеты, позволяющие оценить аномалии, выявленные при инфракрасном контроле. При этом конечная цель расчетов сводится к определению температур на наружной поверхности ствола трубы, исходя из предположения соответствия конструкции дымовой трубы проектной, сравнение их с температурой аномальных участков (обнаруженных с

помощью тепловизора) и определение возможных причин этого несоответствия. Применительно к дымовым трубам, искомая температура наружной поверхности определяется по формуле:

$$t_{\text{н}} = t_{\text{н}} + (t_{\text{г}} - t_{\text{о}}) \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{о}}}$$

(20)

где $t_{\text{н}}$

— температура i -го слоя стенки,

°

С;

$t_{\text{г}}$

— температура уходящих дымовых газов,

°

С;

$t_{\text{о}}$

— температура наружного воздуха,

°

С;

$R_{\text{н}}$

— термическое сопротивление теплоотдаче со стороны окружающего воздуха, м²

·

°

С/Вт;

$R_{\text{о}}$

— суммарное термическое сопротивление, м²

·

°

С/Вт;

$$R_{\text{н}} = \frac{1}{\alpha_{\text{н}}}$$

(21)

где

α

α_n

коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности к окружающему воздуху, Вт/(м²

·

°

С);

α

$$\alpha_n = 6,3(kV_0)^{0,66}, \quad (22)$$

где kV_0

—

скорость ветра на уровне соответствующей отметки с учетом высоты, м/с;

$$R_0 = R_{\Gamma} + SR + R_H, \quad (23)$$

R_{Γ}

—

сопротивление теплоотдаче от дымовых газов к футеровке, м²

·

°

С/Вт;

$$R_s = \frac{1}{\alpha_s}$$

(24)

где

α

α_{Γ}

коэффициент теплоотдачи от дымовых газов к футеровке, зависящий от скорости дымовых газов, их состава и других факторов, Вт/(м²

·

°

С);

SR

—

общее термическое сопротивление всех конструктивных слоев дымовой трубы, м²

C/Вт;

$$\sum R = \frac{\delta}{\lambda}$$

(25)

где λ

— коэффициент теплопроводности конструктивного слоя, Вт/(м²

С);

d

— толщина конструктивного слоя, м.

Параграф 5. Анализ материалов обследования дымовой трубы. Составление отчета

113. После проведения осмотров, сбора различных сведений, выполнения необходимых измерений и расчетов производится анализ всех полученных материалов, выявление причин повреждений, оценка их влияния на состояние трубы, ее несущую способность и долговечность.

114. В отчете излагаются результаты обследования, даются выводы о состоянии трубы, причинах появления дефектов и повреждений, даются рекомендации по улучшению состояния трубы и обеспечению ее долговечности, приводятся мероприятия по наблюдению за ее состоянием и улучшению эксплуатации.

115. При анализе характера температурной аномалии на поверхности трубы, полученной при инфракрасной съемке и по материалам визуального осмотра, используется характеристика дефектов ствола железобетонной трубы, приведенная в таблицах 1 и 2 согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

116. Ввиду сглаженного температурного распределения по поверхности трубы тепловизионный контроль дымовых труб с вентзазором не проводится.

117. Тепловизионный контроль дымовых труб не дает однозначного толкования скрытых дефектов как внутренний осмотр трубы, но благодаря своей простоте и оперативности экономически целесообразен.

118. При наличии дефекта с помощью тепловизионного контроля дымовых труб прогнозируется его развитие и определяются сроки внутреннего осмотра трубы.

119. В целях накопления определенного статистического материала, инфракрасный контроль состояния дымовых труб проводится ежегодно со снятием термограмм.

Глава 7. Инфракрасная диагностика тепловых сетей. Определение состояния тепловых сетей подземной прокладки по известной температуре поверхности грунта над теплотрассой

120. Метод контроля состояния подземных тепловых сетей основан на дистанционном измерении полей температур на поверхности грунта над теплотрассой, и сравнении, измеренных температур, с расчетными, полученными методом математического моделирования, нарушений теплового режима сетей и дефектов.

121. Для измерения поверхностных температур грунта используются тепловизионные системы, регистрирующие тепловое излучение в длинноволновом диапазоне (8 - 12 мкм). Результаты контроля предоставляются в виде цветных термограмм и графиков распределения температур над поверхностью теплотрассы, полученные методом математического моделирования. Примеры участков подземной теплотрассы с нарушенной изоляцией и без дефектов представлены на рисунках 8

11 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 1. Подготовка к измерениям

122. Подготовка к измерениям начинается с изучения участка тепловой сети - типа прокладки, конструкции изоляции, ее состояния. При этом используются паспортные данные, исполнительные чертежи, отчетность теплосети, осмотр участка с вскрытием тепловых камер. Результаты характеристики участка тепловой сети представляются согласно таблицы 5 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям.

123. Измерения поверхностных температур грунта производятся при перепаде температур между наружным воздухом и водой в тепловой сети, превышающим минимально допустимый перепад, определяемый по формуле:

$$\Delta t_{\min} = \theta \cdot R \frac{\alpha \cdot \overline{R_o}}{1 - \overline{R_o}}$$

(26)

где θ

температурная чувствительность тепловизора,

°

C;

R

проектное сопротивление теплопередачи, м²

◦
С/Вт;

α
—
коэффициент теплоотдачи на поверхности грунта, м²

◦
С/Вт, принимается по формуле:

$$\alpha = \beta \sqrt{v \left(6 + \frac{6.2}{v^2} \right)}$$

(27)

—
где v
—
скорость ветра, м/с;

b
—
коэффициент, принимаемый для грунта равным 1,2 для асфальта 1,4;

R_s
—
относительное сопротивление теплопередаче подлежащего выявлению дефектного участка, принимаемое равным отношению значения, требуемого нормативно-технической документацией, к проектному значению сопротивления теплопередаче, но не более 0,85.

124. Измерения поверхностных температур грунта производятся при режиме теплопередачи близком к стационарному. Отклонение фактического режима от стационарного оценивается согласно расчетам оценки отклонения режима теплопередачи от стационарного, приведенным в приложении 5 к настоящим Методическим указаниям.

125. Измерения производятся при отсутствии атмосферных осадков, тумана, задымленности. Обследуемая поверхность не находится в зоне прямого или отраженного солнечного облучения. Учитывается изменения радиационного баланса Земли, измерение поверхностных температур грунта производятся за 2

—
3 часа до восхода Солнца.

126. При обследовании поверхности грунта не имеется резких локальных изменений, следов травяного покрова, воды.

127. При проведении измерений приборы устанавливаются так, чтобы поверхность грунта находилась в прямой видимости под углом зрения не менее 60 градусов.

128. При проведении измерений поверхностных температур грунта над теплотрассой учитывается влияние на температурное поле прокладки соседних инженерных сетей, отапливаемых подвалов зданий, тепловых камер.

Параграф 2. Проведение измерений

129. Тепловизионные измерения поверхностных температур грунта над теплотрассой производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов.

130. При проведении тепловизионных и пирометрических измерений поверхностных температур грунта производятся также измерения температур воды в тепловой сети и параметров окружающей среды.

131. Результаты измерений заносятся в журнал записи измерений приведенный в таблице 6 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

132. Сопротивление теплопередаче базового участка тепловой сети определяется по данным натурных измерений или согласно нормативно-технической документации по проекту участка сети.

Параграф 3. Обработка результатов

133. Обработка результатов заключается в сравнении измеренной максимальной температуры поверхности грунта над теплотрассой с расчетной максимальной температурой поверхности грунта для данного участка.

134. Максимальная расчетная температура поверхности грунта над теплотрассой для данного участка сети определяется по данным натурных измерений или согласно нормативно-технической документации по проекту участка сети.

135. Расчет максимальной температуры поверхности грунта производится нормативным методом с использованием персональных компьютеров или упрощенным методом.

136. Данные обработки результатов представляются, согласно таблице 7 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 4. Методика расчета максимальной температуры поверхности грунта над теплотрассой. Нормативный метод

137. Методика расчета максимальной температуры поверхности грунта над теплотрассой при канальной прокладке тепловой сети. Обозначения расчетных величин представлены в таблице 1 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

Основные расчетные зависимости:

1) термическое сопротивление основного слоя теплоизоляционной конструкции подающего теплопровода:

$$R_{и1} = \frac{1}{2\pi l_{и1}} \ln\left(\frac{d_{и1}}{d_{н1}}\right); \quad (28)$$

2) термическое сопротивление защитного покрытия теплоизоляционной конструкции подающего теплопровода:

$$R_{н1} = \frac{1}{2\pi l_{н1}} \ln\left(\frac{d_{н1}}{d_{и1}}\right); \quad (29)$$

3) термическое сопротивление поверхности теплоизоляционной конструкции подающего теплопровода:

$$R_{н1} = \frac{1}{\pi d_{н1} \alpha}; \quad (30)$$

4) термическое сопротивление основного слоя теплоизоляционной конструкции обратного теплопровода:

$$R_{и2} = \frac{1}{2\pi l_{и2}} \ln\left(\frac{d_{и2}}{d_{н2}}\right); \quad (31)$$

5) термическое сопротивление защитного покрытия теплоизоляционной конструкции обратного теплопровода:

$$R_{п2} = \frac{1}{\pi l_{п2}} \ln\left(\frac{d_{п2}}{d_{и2}}\right);$$

$$\alpha_{и2}); \quad (32)$$

б) термическое сопротивление поверхности теплоизоляционной конструкции обратного теплопровода:

$$R_{и2} = 1 / \left(\pi \cdot d_{и2} \cdot \alpha \right); \quad (33)$$

7) термическое сопротивление внутренней поверхности канала:

$$R_{пк} = 1 / \left(\pi \cdot d_{эв} \cdot \alpha \right); \quad (34)$$

8) термическое сопротивление стен канала:

$$R_{к} = (1/2) \cdot L_n(d_{эи}/d_{эв}); \quad (35)$$

9) термическое сопротивление грунта:

$$R_{г} = \left(\frac{1}{2\pi\lambda_{г}} \right) \left[\ln \left(\frac{2h_{г}}{d_{гг}} + \sqrt{4 \left(\frac{h_{г}^2}{d_{гг}^2} \right) - 1} \right) \right]; \quad (36)$$

10) суммарное термическое сопротивление теплоизоляционных конструкций подающего и обратного теплопроводов:

$$R_1 = R_{и1} + R_{п1} + R_{н1}; \quad R_2 = R_{и2} + R_{п2} + R_{н2}; \quad (37)$$

11) температура воздуха в канале:

$$t = \frac{\tau_1/R_1 + \tau_2/R_2 + t_0/R_{к0}}{1/R_1 + 1/R_2 + 1/R_{к0}} \quad (38)$$

где $R_{к0} = R_{пк} + R_{к} + R_{г}$;

12) тепловые потери подающего и обратного теплопроводов:

$$q_1 = (t_1 - t_k) / R_1, \quad (39)$$

$$q_2 = (t_2 - t_k) / R_2; \quad (40)$$

13) температура в любой точке с координатами "x", "y" рассчитывается по формуле:

$$t_n = t_o + (t_x - t_o) \frac{\left(\frac{1}{2\pi\lambda_z} \right) \ln \sqrt{\frac{[x^2 + (y + h_n^2)]}{[x^2 + (y - h_n^2)]}}}{R_{x-o}}$$

(41)

138. Методика расчета максимальной температуры поверхности грунта над теплотрассой при бесканальной прокладке тепловой сети.

Основные расчетные зависимости:

1) термическое сопротивление основного слоя теплоизоляционной конструкции подающего теплопровода:

$$R_{н1} = (1/2$$

π

$$l_{н1}) \ln(d_{н1} / d_{н1}); \quad (42)$$

2) термическое сопротивление защитного покрытия теплоизоляционной конструкции подающего теплопровода:

$$R_{н1} = (1/2$$

π

$$l_{н1}) \ln(d_{н1} / d_{н1}); \quad (43)$$

3) термическое сопротивление основного слоя теплоизоляционной конструкции обратного теплопровода:

$$R_{н2} = (1/2$$

π

$$l_{н2}) \ln(d_{н2} / d_{н2}); \quad (44)$$

4) термическое сопротивление защитного покрытия теплоизоляционной конструкции обратного теплопровода:

$$R_{н2} = (1/2$$

π

$$l_{н2}) \ln(d_{н2} / d_{н2}); \quad (45)$$

5) термическое сопротивление грунта:

$$R_z = \left(\frac{1}{2\pi\lambda_z} \right) \left[\ln \left(\frac{2h_n}{d_{zs}} + \sqrt{4 \left(\frac{h_n^2}{d_{zs}^2} \right) - 1} \right) \right]$$

;

(46)

6) фактор термического сопротивления взаимного влияния теплопроводов:

$$R_{1,2} = \frac{\ln \sqrt{1 + \left[\frac{4h_z^2}{(b')^2} \right]}}{2\pi\lambda_z}$$

;

(47)

7) суммарное термическое сопротивление подающего и обратного теплопроводов:

$$R_1 = R_{и1} + R_{п1} + R_{г}; \quad R_2 = R_{и2} + R_{п2} + R_{г}; \quad (48)$$

8) тепловые потери подающего и обратного теплопроводов

$$q_1 = \frac{(\tau_1 - t_o)R_2 - (\tau_2 - t_o)R_{12}}{R_1R_2 - R_{12}^2}$$

;

(49)

$$q_2 = \frac{(\tau_2 - t_o)R_1 - (\tau_1 - t_o)R_{12}}{R_1R_2 - R_{12}^2}$$

;

(50)

9) температура в любой точке температурного поля с коэффициентами x, y определяется

$$t_x = t_o + \left(\frac{q_1}{2\pi\lambda_z} \right) \ln \sqrt{\frac{[x^2 + (y + h_z^2)]}{[x^2 + (y - h_z^2)]}} +$$

$$+ \left(\frac{q_2}{2\pi\lambda_z} \right) \ln \sqrt{\frac{[(x - b)^2 + (y + h_z^2)]}{[(x - b)^2 + (y - h_z^2)]}}$$

(51)

139. Методика расчета максимальной температуры поверхности грунта над теплотрассой. Упрощенный метод:

1) Методика расчета максимальной температуры поверхности грунта над теплотрассой при канальной прокладке тепловой сети.

Максимальная температура поверхности грунта над канальным теплопроводом, t_n ,

о

С, определяется по формуле:

$$t_n = \frac{t_x + Bi + t_o}{Bi + 1}$$

(52)

где t_k

— температура воздуха в канале,

C , определяется по графикам, на рисунках 2 и рисунках 2 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям, с учетом поправочных коэффициентов, согласно таблице 3 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям;

Bi

— критерий Био, определяется по формуле $Bi =$

$\frac{\alpha}{h_1} l_{гр}$,

где

α

— коэффициент теплоотдачи на поверхности грунта, Вт/(м²

С), определяется по формуле:

$$\alpha = \beta \sqrt{v} \left(6 + \frac{6.2}{v^2} \right)$$

(53)

где v

— скорость ветра над поверхностью грунта м/с;

b

— коэффициент, принимаемый для грунта 1,2, для асфальта 1,4;

h_1

— расстояние от поверхности грунта до внутренней поверхности перекрытия канала;

$l_{гр}$

— коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м

С), принимаемый по таблице 8 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям, в зависимости от характеристики грунта;

t_0

—
температура наружного воздуха,

С. Расчетная схема канального теплопровода упрощенный метод расчета показана на рисунке 1 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

Расчетные значения температур воздуха в канале t_k ,

С для двухтрубного теплопровода в зависимости от диаметра d_H , м и температур теплоносителя t_1 и t_2 при температуре окружающей среды $t_0 = 5$

С, глубине заложения оси теплопровода $h = 1,8$ м, теплоизоляционной конструкции из минераловатных изделий толщиной $d_{из} = 0,06$ м и $l_{гр} = 1,5$ Вт/(м

К). Расчетные значения температур воздуха в канале t_k ,

С для двухтрубного теплопровода в зависимости от диаметра d_H , м и температур теплоносителя t_1 и t_2 при температуре окружающей среды $t_0 = 5$

С, глубине заложения оси теплопровода $h = 1,8$ м, коэффициенте теплопроводности грунта $l_{гр} = 1,5$ Вт/(м

К) и отсутствии (разрушении) теплоизоляции на обоих теплопроводах;

2) методика расчета максимальной температуры поверхности грунта над теплотрассой при бесканальной прокладке тепловой сети.

Максимальная температура поверхности грунта над бесканальным теплопроводом, t

п'

С, определяется по формуле:

$$t_n = \frac{t_{из} + Bi + t_0}{Bi + 1}$$

(54)

где $t_{из}$

— температура наружной поверхности труб,

С, тепловой изоляции диаметром $d_n = d_m + 2d_{из}$, м, принимается, с учетом геометрических характеристик двухтрубного бесканального теплопровода согласно таблицы 4 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям, по графикам распределения температуры наружной поверхности труб на рисунках 5, 6 и 7 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям, в зависимости от материала теплоизоляционной конструкции;

Bi

— критерий Био, определяется по формуле $Bi =$

$\frac{\alpha}{h_1} l_{гр}$,
где

α

— коэффициент теплоотдачи на поверхности грунта, Вт/(м²

С), определяется по формуле:

$$\alpha = \beta \cdot \sqrt{v} \left(6 + \frac{6.2}{v^2} \right) \quad (55)$$

— где v

— скорость ветра над поверхностью грунта м/с;

b

— коэффициент, принимаемый для грунта 1,2, для асфальта 1,4;

h_1

— расстояние от поверхности грунта до наружной поверхности тепловой изоляции диаметром $d_n = d_T + 2d_{из}$, м;

$l_{гр}$

— коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м

С), в зависимости от характеристики грунта, принимаемый по таблице 8 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям;

t_0
—
температура наружного воздуха,

С.
Расчетная схема бесканального теплопровода упрощенный метод расчета показана на рисунке 4 согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

Расчетные значения температур наружной поверхности тепловой изоляции $t_{из}$ диаметром $d_{п} = d_{т} + 2d_{из}$, м в зависимости от диаметра $d_{н}$, м двухтрубного бесканального теплопровода и температуры теплоносителя в подающем трубопроводе t_1 при температуре окружающей среды $t_0 = 5$

С, глубине заложения оси теплопровода $h = 1,5$ м, теплоизоляционной конструкции из минераловатных изделий $d_{из} = 0,06$ м и $l_{гр} = 1,5$ Вт/(м

К).
Расчетные значения температур наружной поверхности тепловой изоляции $t_{из}$,

С, диаметром $d_{п} = d_{т} + 2d_{из}$, м в зависимости от диаметра $d_{н}$, м двухтрубного бесканального теплопровода и температуры теплоносителя в подающем трубопроводе при температуре окружающей среды $t_0 = 5$

С, глубине заложения оси теплопровода $h = 1,5$ м теплоизоляционной конструкции из армопенобетона и $l_{гр} = 1,75$ Вт/(м

К).
Расчетные значения температур наружной поверхности тепловой изоляции $t_{из}$,

С, диаметром $d_{п} = d_{т} + 2d_{из}$, м в зависимости от диаметра $d_{н}$, м двухтрубного бесканального теплопровода и температуры теплоносителя в подающем трубопроводе t_1 при температуре окружающей среды $t_0 = 5$

С, глубине заложения оси теплопровода $h = 1,5$ м, теплоизоляционной конструкции из фенольного поропласта $d_{из} = 0,08$ м и $l_{гр} = 1,75$ Вт/(м

К).

Приложение 1
к Методическим указаниям
по инфракрасной диагностике
тепломеханического
оборудования тепловых
электростанций

Таблица 1

Значение коэффициента ϵ для основных строительных материалов

Материал	Температура, (°С)	Излучательная способность, (ϵ)
Листовое железо:		
отполированное	38 - 200	0,28
сильный, неровный слой окиси	24	0,8
плотный, блестящий слой окиси	24	0,82
отлитая пластина, гладкая	28	0,8
сварочное железо, слабо окисленное	20 - 200	0,84
Асбест	-	0,95
Картон	23	0,96
Бумага	38	0,93 - 0,95
Гипс	21	0,903
Глина	-	0,95
Гравий	-	0,95
Дерево	-	0,9 - 0,95
Керамика	-	0,95
Кирпич красный (рядовой)	21	0,93
Рубероид	20,5	0,91
Масляные краски	100	0,92 - 0,96
Отражающая краска (белая, кремовая, бесцветная)	100	0,79 - 0,84
Мрамор полированный	22	0,93
Стекло гладкое	22	0,85 - 0,94
Штукатурка		
Грубая известь	10 - 88	0,91
фарфор глазурованный	20	0,75 - 0,93
фарфор неглазурованный	20	0,9

цемент	-	0,54
кирпич силикатный	20	0,66
бетон (плиты гладкие)	-	0,63
бетон (стены литые, необработанные)	-	0,55
битум	-	0,96
асфальт (дорожное покрытие)	-	0,9

Таблица 2

Таблица значений коэффициента

α
в) для внутренних поверхностей ограждающих конструкций

Внутренняя поверхность ограждающих конструкций	Коэффициент теплоотдачи α в) $\frac{Вт}{(м \cdot ч)}$ С) ккал/(м
1. Стен, полов, гладких потолков, потолков с выступающими ребрами при отношении высоты Н ребер к расстоянию А между гранями соседних ребер $H/A < 0,3$	$\frac{8,7}{7,5}$
2. Потолков с выступающими ребрами при отношении $H/A > 0,3$	$\frac{7,6}{6,5}$

Таблица 3

Таблица значений коэффициентов теплоотдачи

α
н) для наружной поверхности ограждающих конструкций

Наружная поверхность ограждающих конструкций	Коэффициент теплоотдачи для зимних условий, α н
1. Наружных стен, покрытий, перекрытий над проездами и над холодными без ограждающих	

стенки подпольями в Северной строительно-климатической зоне.	$\frac{23}{20}$
2. Перекрытий над холодными подвалами, сообщающимися с наружным воздухом; перекрытий над холодными с ограждающими стенками подпольями и холодными этажами в Северной строительно-климатической зоне.	$\frac{17}{15}$
3. Перекрытий чердачных и над неотапливаемыми подвалами со световыми проемами в стенах.	$\frac{12}{10}$
4. Перекрытий над неотапливаемыми подвалами без световых проемов в стенах, расположенных выше уровня земли, и над неотапливаемыми техническими подпольями, расположенными ниже уровня земли.	$\frac{6}{5}$

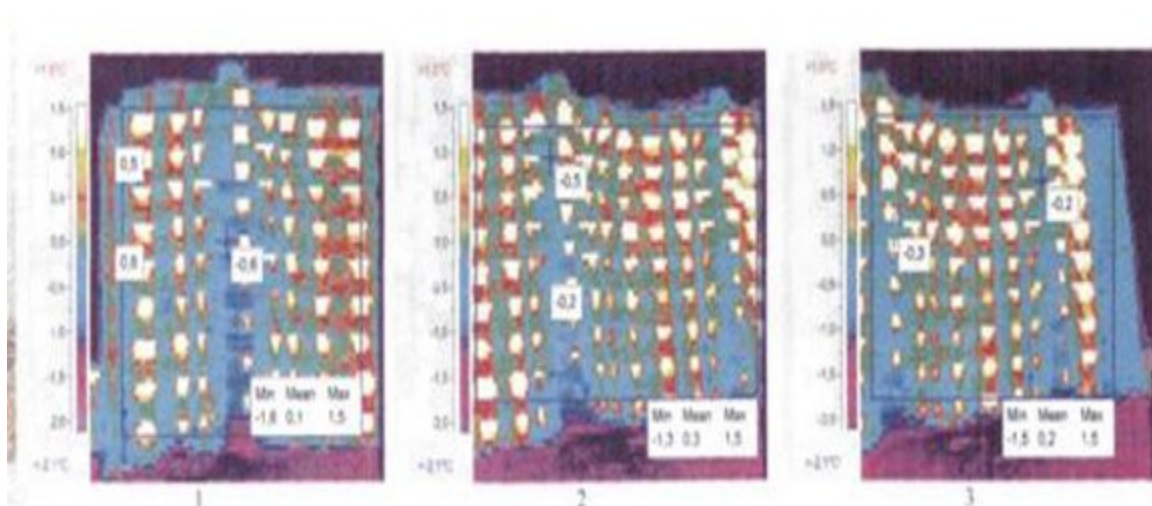


Рисунок 1. Термограммы ограждающих конструкций с повышенными теплотерями

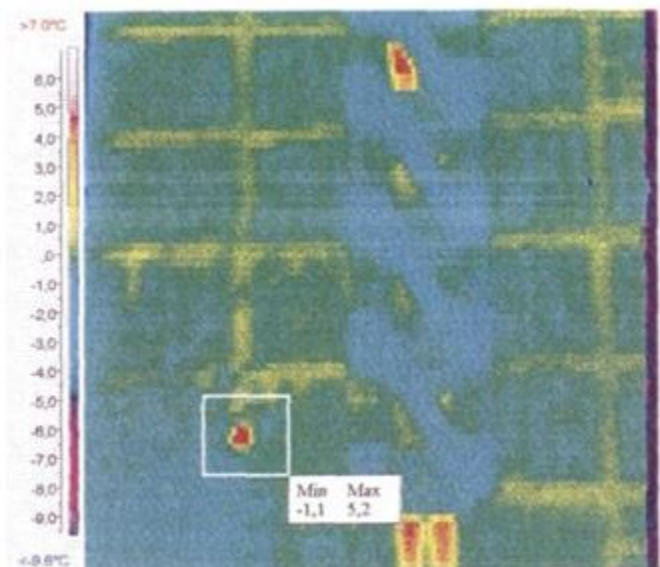


Рисунок 2. Термограмма стены панельного здания без оконных проемов. В левой части видно место воздухопроницания через межпанельный шов. (Соответствует температуре плюс 5,2

o
С).

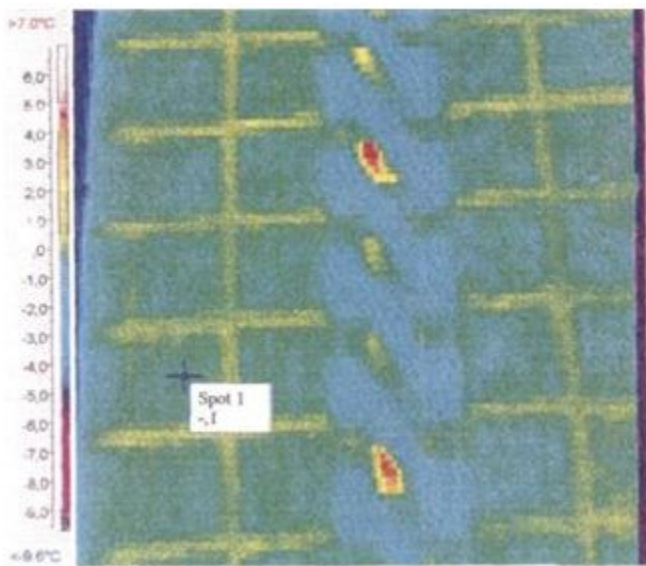


Рисунок 3. Термограмма стены панельного здания без оконных проемов. Участок с температурой минус 3

o

С может быть принят как базовый.

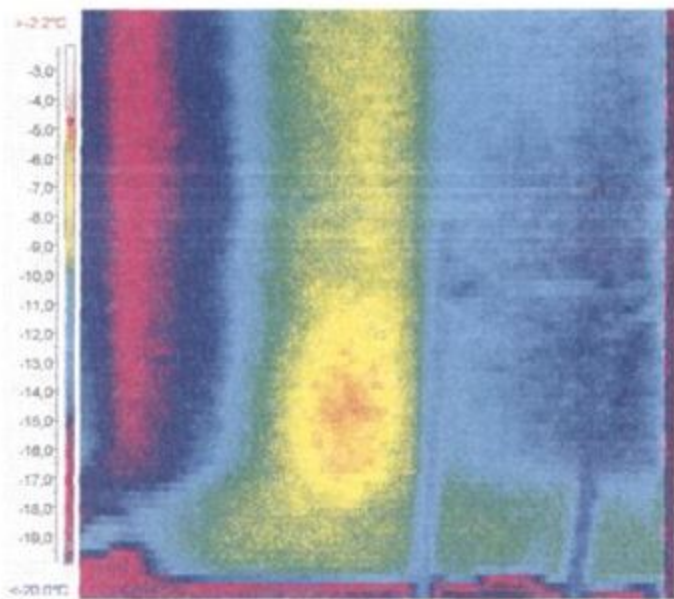


Рисунок 4. Участок стены сооружения с повышенными теплопотерями. (Его границей следует считать изотерму минус 11

o

С).

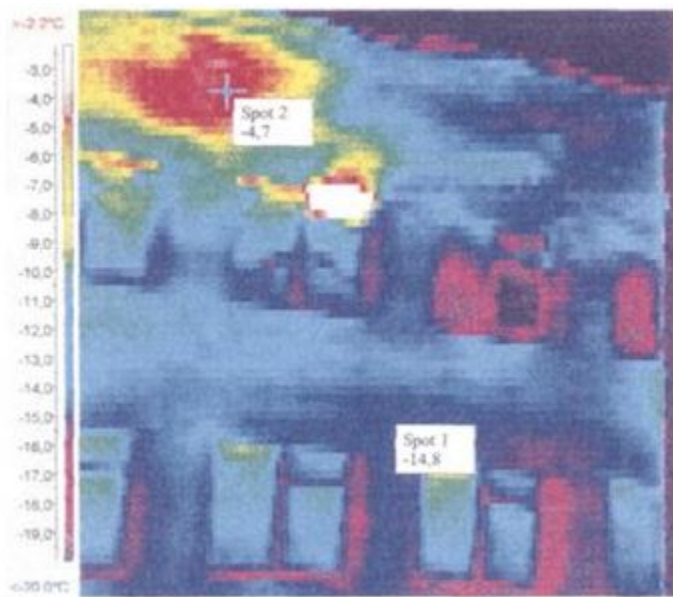


Рисунок 5. Термограмма малоэтажного кирпичного здания. В верхней части участок с повышенными теплопотерями. Фрагмент стены с температурой минус 14,8

○
С здесь принят, как базовый.

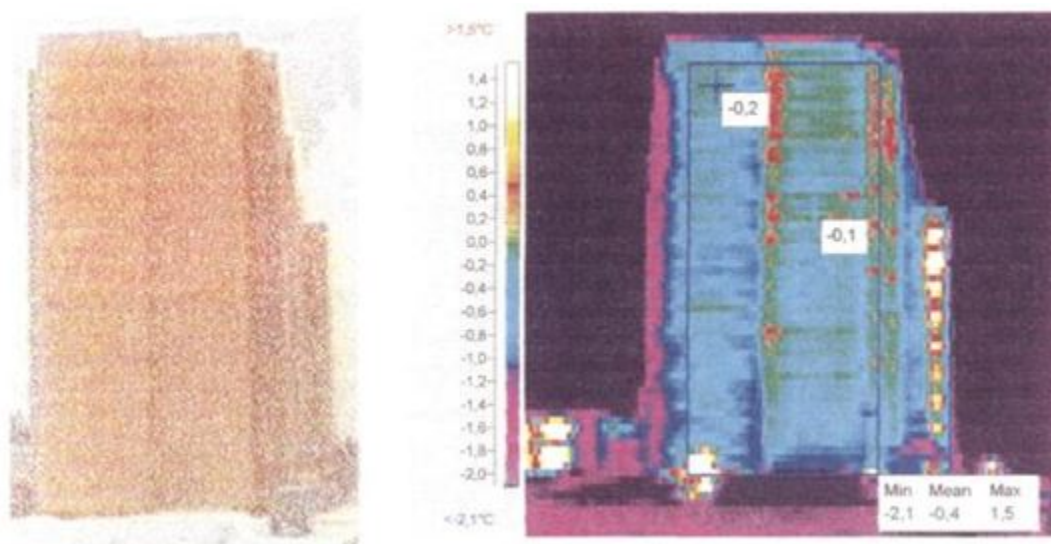


Рисунок 6. Торцевая часть 9-ти этажного здания. Поверхность с $t = \text{минус } 0,4$

○
С, можно принять за базовый участок. Красная полоса в центре здания вызвана тепловым отражением.



Рисунок 7. Термограмма ограждающих конструкций

Приложение 2
к Методическим указаниям
по инфракрасной диагностике
тепломеханического
оборудования тепловых
электростанций

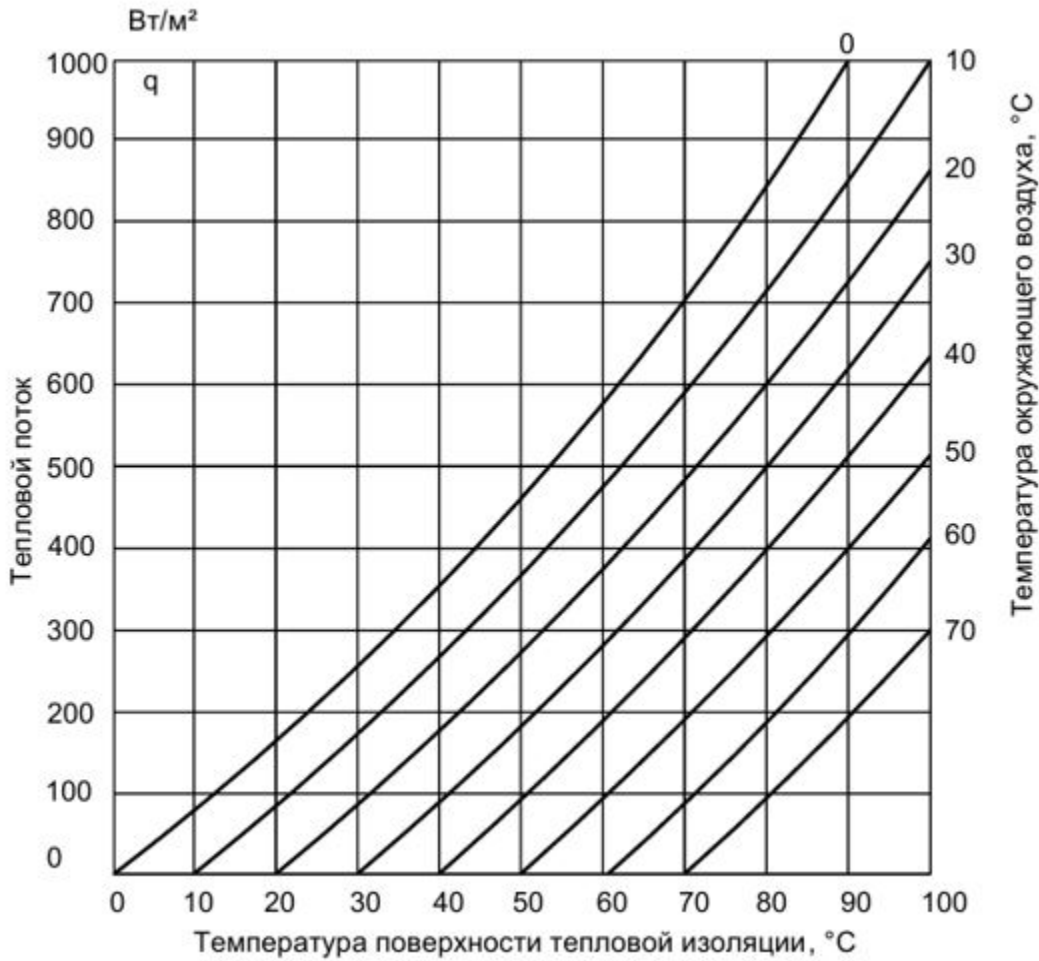


Рисунок 1. Номограмма для коэффициента излучения поверхности $C = 2,67 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$

К)

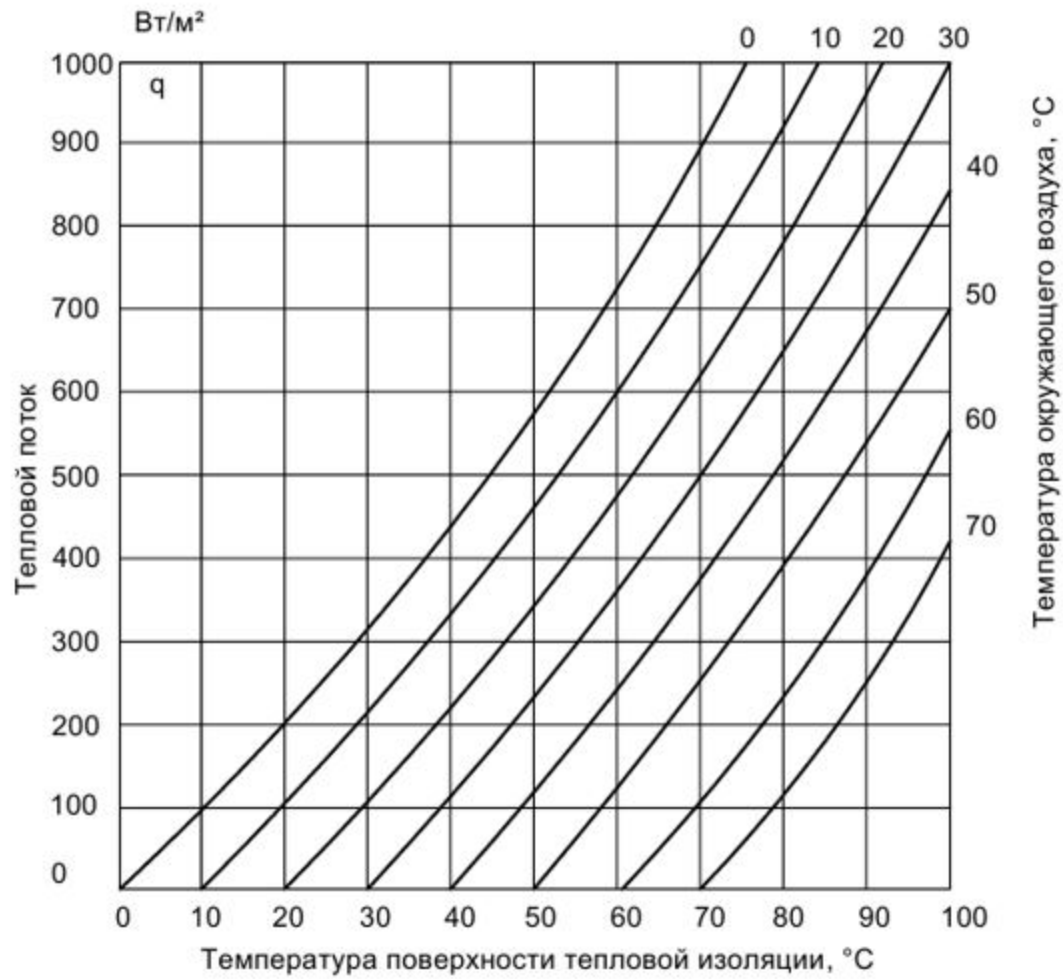


Рисунок 2. Номограмма для коэффициента излучения поверхности $\epsilon = 4,88$ Вт/(м

К)



Рисунок 3. Термограмма труб поверхностей нагрева котла.

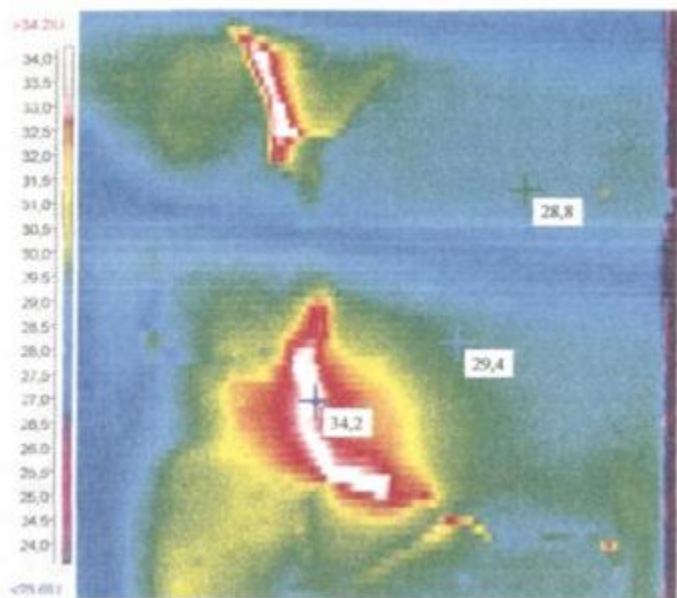


Рисунок 4. Разрушение футеровки котла (трещина) (калибровка шкалы в инструментальных единицах).

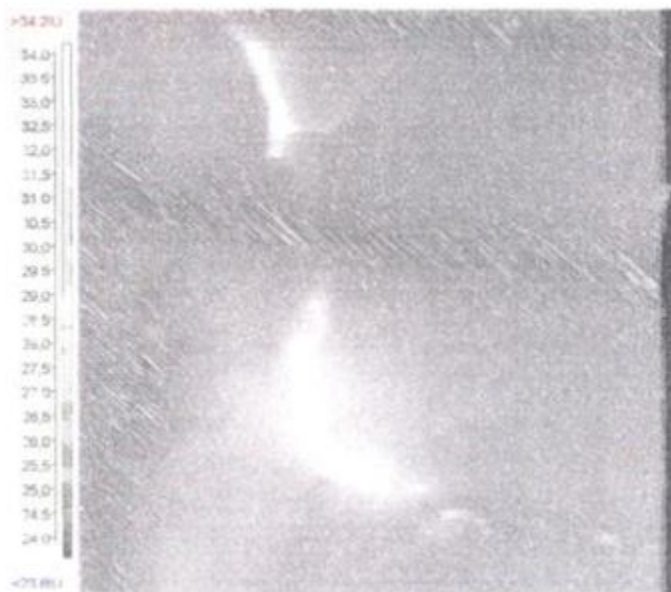


Рисунок 5. То же в черно-белом изображении (калибровка шкалы в инструментальных единицах).

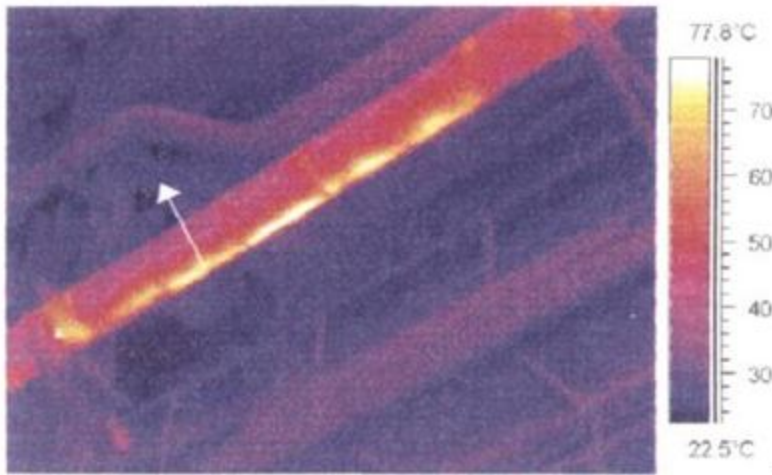


Рисунок 6. Участок паропровода с повышенными теплопотерями.

Таблица 1

Нормы потерь тепла изолированными поверхностями внутри помещений с расчетной температурой воздуха $t_{в} = 25$

С

Нормы потерь тепла изолированными поверхностями внутри помещений с расчетной температурой воздуха $t_{в} = 25$

С

Потери тепла (Вт/м) при температуре теплоносителя,

На ру жн ый диа метр, мм	C																						
	50	75	100	125	150	160	200	225	250	300	350	360	400	410	450	500	510	540	550	570	600	610	650
10	7	12	16	22	27	29	37	42	48	59	72	74	84	86	98	111	114	123	125	131	140	144	155
20	8	15	21	27	33	35	45	52	58	72	87	90	102	105	118	133	137	148	150	158	168	173	186
32	11	18	26	33	40	42	53	60	68	84	101	104	118	122	135	154	158	170	173	181	193	198	213
48	13	22	30	38	46	49	62	70	79	97	117	120	135	140	155	178	180	193	198	206	220	226	242
57	14	23	33	41	49	52	66	76	84	102	124	128	144	149	165	187	192	206	209	219	233	240	257
76	16	27	37	47	56	59	75	85	94	115	138	143	162	166	184	204	211	229	234	245	260	263	283
89	17	29	40	50	60	64	80	91	101	123	149	153	172	178	197	221	227	243	247	259	274	282	302
108	21	33	44	56	66	71	88	100	111	134	162	166	187	193	213	240	247	263	268	279	297	304	325
133	24	37	50	63	74	79	99	111	122	150	179	184	206	212	234	263	270	287	293	306	332	332	355
159	27	42	56	69	83	87	108	121	135	165	195	200	225	231	254	287	295	312	318	332	355	362	390

194	32	49	64	78	93	98	121	136	150	185	216	222	249	255	284	315	322	343	349	364	385	394	420
219	36	53	70	85	100	106	130	145	161	197	231	237	264	272	299	334	342	364	371	386	407	418	445
273	42	59	79	97	113	119	145	163	179	216	252	259	289	297	326	363	372	395	401	419	440	448	477
325	50	72	91	108	128	135	163	183	199	235	273	280	316	325	359	400	409	435	441	459	484	496	528
377	57	77	100	122	141	151	181	201	220	259	298	305	342	353	393	436	445	472	480	499	525	540	573
426	65	85	104	125	148	157	192	215	238	285	328	337	378	389	425	469	481	508	517	536	566	577	614
478	70	97	121	150	170	181	218	241	265	312	361	369	408	420	456	505	517	545	553	576	607	614	660
530	82	107	133	160	184	195	234	261	283	336	387	396	441	448	489	542	551	583	592	615	646	663	701
630	94	120	148	177	204	215	260	290	318	374	430	440	501	513	558	615	627	660	671	694	727	740	782
720	97	132	166	197	228	240	292	325	356	424	490	502	548	564	614	675	689	725	736	761	795	810	856
820	100	137	175	213	250	267	326	365	402	475	550	562	618	631	687	754	769	807	820	845	885	897	950
920	104	145	190	234	276	293	360	404	445	528	610	625	690	705	772	852	869	920	932	965	1010	1030	1090
1020	140	183	225	270	314	332	404	445	488	573	659	677	745	763	830	914	932	982	1000	1030	1080	1100	1160
1220	194	240	285	330	375	394	467	515	559	650	743	760	840	860	935	1030	1050	1110	1130	1160	1220	1240	1310
1420	240	297	347	397	446	465	548	600	650	754	858	883	970	990	1080	1190	1220	1280	1310	1350	1420	1440	1530
1620	270	325	380	440	495	520	612	673	730	850	965	990	1080	1110	1200	1320	1340	1410	1440	1490	1560	1580	1680
1820	300	360	425	487	550	577	675	737	800	930	1050	1080	1180	1200	1310	1430	1450	1530	1550	1600	1680	1710	1800
2020	330	400	470	539	605	633	738	806	880	1020	1150	1180	1280	1310	1420	1550	1580	1660	1690	1740	1820	1850	1960
Плоская стенка*	32	42	52	63	76	85	98	109	120	138	156	160	175	178	194	210	214	223	227	235	245	248	262

* Потери тепла для плоской стенки приведены в Вт/м²

Таблица 2

Нормы потерь тепла изолированными поверхностями на открытом воздухе с расчетной температурой воздуха $t_{в} = 5$

С	Нормы потерь тепла изолированными поверхностями на открытом воздухе с расчетной температурой воздуха $t_{в} = 5$
С	
На ру	Потери тепла (Вт/м) при температуре теплоносителя,

сте нка *	38	49	58	69	80	83	100	110	120	138	157	160	175	178	192	209	213	223	227	233	243	247	260
* Потери тепла для плоской стенки приведены в Вт/м ²																							

Приложение 3
к Методическим указаниям
по инфракрасной диагностике
тепломеханического
оборудования тепловых
электростанций

Таблица 1

Характеристика дефектов ствола железобетонной трубы

Наименование	Характеристика	Вид теплового поля на экране тепловизора, (труба под разряжением)	Вид теплового поля на экране тепловизора, (труба под избыточным давлением)	Визуальная картина
1	2	3	4	5
Подтеки конденсата	следы фильтрации влаги	темный участок	темный участок	следы конденсата
Дефектный шов	шов бетонирования с наличием крупнопорист, бетона и раковин	горизонтальная темная линия	горизонтальная светлая линия	следы разрушения бетона
Разрушающийся шов	шов бетонирования с признаками разрушения бетона, образованием каверн	горизонтальная темная линия	горизонтальная светлая линия	следы разрушения бетона
Обнаженная не прогнутая арматура	выход арматуры на поверхность	неоднородное температурное поле	неоднородное температурное поле	вид арматуры оценка количества вертикальных и горизонтальная стержней
Обнаженная прогнутая арматура	выход арматуры на поверхность при деформации ствола	неоднородное темное температурное поле	неоднородное светлое температурное поле	вид арматуры оценка количества вертикальных и горизонтальных стержней и их изогнутости
Шелушение	незначительное поверхностное разрушение бетона	небольшое изменение температурного поля в темную область	небольшое изменение температурного поля в светлую область	наличие отслаивания, каверн
	поверхностное разрушение бетона	изменение температурного	изменение температурного	

Разрушение защитного слоя бетона	без обнажения арматуры	поля в темную область	поля в светлую область	нарушение защитного слоя
Отслаивание защитного слоя бетона	поверхностное разрушение или скол бетона с обнажением арматуры	темный участок	светлый участок	оценка количества вертикальных и горизонтальных стержней
Сквозное разрушение	разрушение стенки ствола трубы на всю толщину	темная линия	светлая линия	оценка величины разрушения
Трещина	трещина на поверхности стенки	темная линия	светлая линия	оценка ширины раскрытия трещины
Волосные трещины	трещины волосные с небольшим раскрытием	небольшие изменения температурного поля в темную область	небольшие изменения температурного поля в светлую область	оценка величины области покрытой волосными трещинами
Глубокое разрушение несущего ствола	разрушение стенки ствола, проникшее за расположение арматуры	в зависимости от глубины разрушения: темный, либо светлый участок	в зависимости от глубины разрушения - темный, либо светлый участок	оценка величины разрушения и количества деформированных вертикальных, и горизонтальных стержней
Пониженное сопротивление газопроонианию футеровки	дефект строительства	темный участок	темный участок	не наблюдается
Отсутствие теплоизоляции в прослойке между стволом и футеровкой	дефект строительства	светлый участок	светлый участок	не наблюдается
Зольные отложения	-	темный участок	-	-

Таблица 2

Характеристики дефектов ствола металлической дымовой

трубы

Наименование	Характеристика	Вид теплового поля на экране тепловизора, труба под разряжением	Вид теплового поля на экране тепловизора, труба под избыточным давлением	Визуальная картина
1	2	3	4	5
Сквозные разрушения	разрушение стенки ствола от коррозии на всю толщину	темная линия	светлая линия	оценка величины разрушения

Разрушающийся шов	сварной шов, разрушающийся от коррозии	изменение температурного поля в темную область	изменение температурного поля в светлую область	оценка величины и площади коррозии
Точечная коррозия	область точечной коррозии на поверхности ствола	пятнистое изменение температурного поля	пятнистое изменение температурного поля	оценка области коррозии
Коррозия сплошная	область сплошной коррозии	изменение температурного поля в данной области	изменение температурного поля в данной области	оценка величины области коррозии

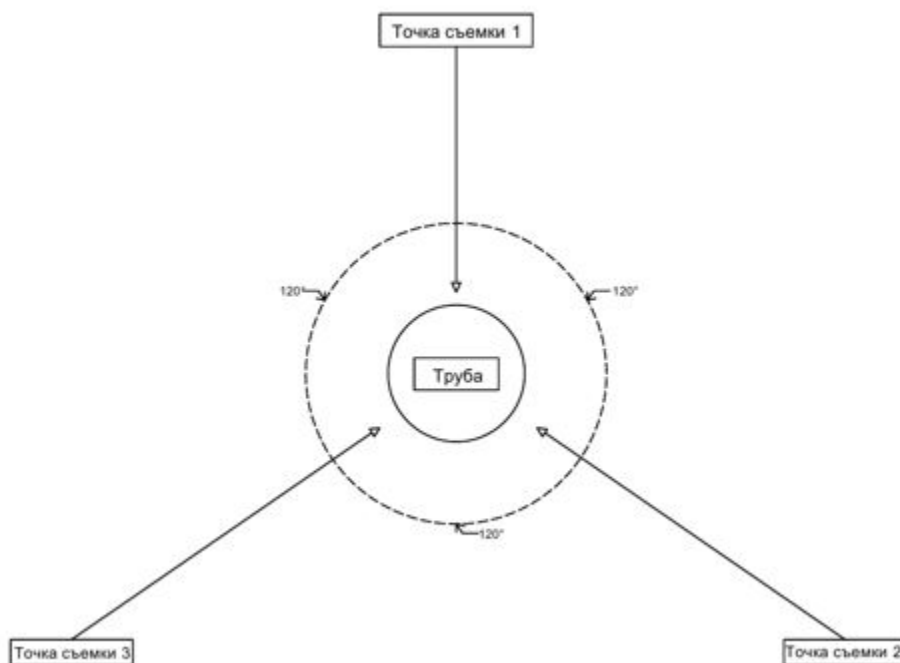


Рисунок 1. Схема тепловизионной съемки дымовой трубы.

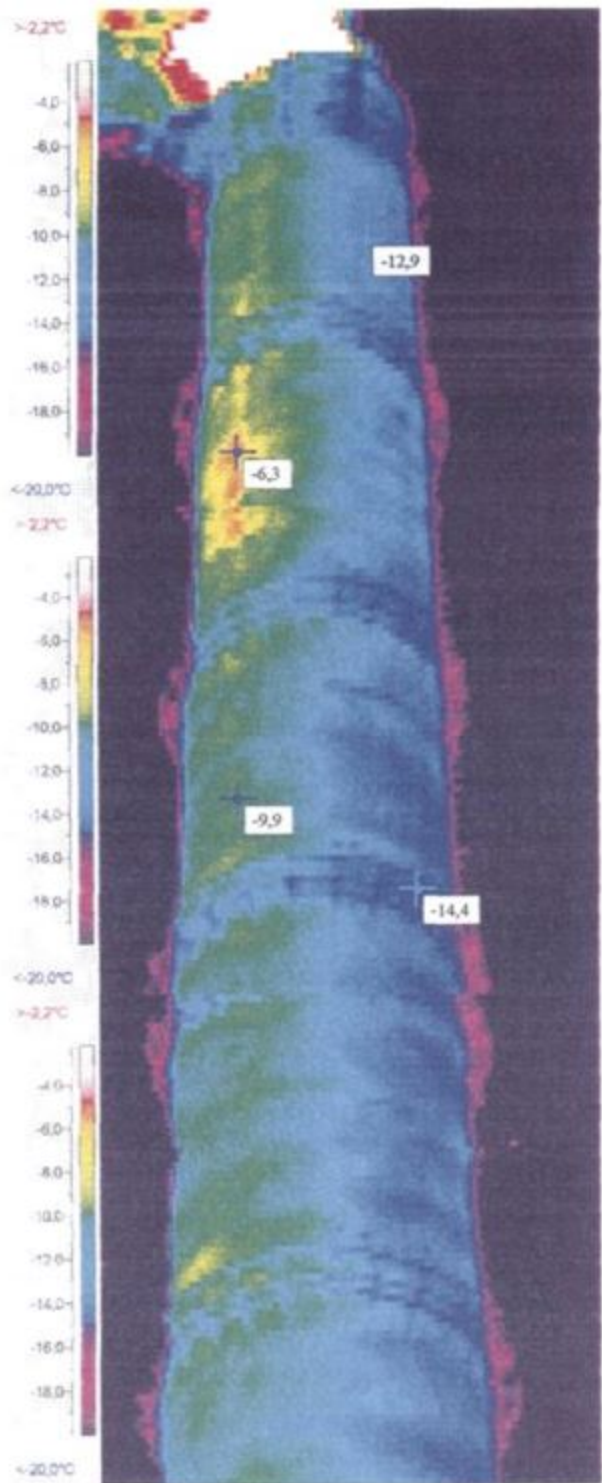


Рисунок 2. Фрагмент верхней части железобетонной дымовой трубы. Н = 180 м.

Приложение 4
к Методическим указаниям
по инфракрасной диагностике
тепломеханического
оборудования тепловых
электростанций

Таблица 1

Обозначения расчетных величин

№	Физическая величина	Обозначения в расчете	Единица измерения
1	Коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта к воздуху	α	Вт/(м ² ·К)
2	Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности тепловой изоляции к воздуху в канале поверхности грунта к воздуху	α_n	Вт/(м ² ·К)
3	Коэффициент теплоотдачи от воздуха к внутренней поверхности канала	α_k	Вт/(м ² ·К)
4	Коэффициент теплопроводности тепловой изоляции, где \bar{t} - средняя температура теплоизоляционного слоя, °С	$\lambda_{из} = a + b \bar{t}$	Вт/(м·К)
5	Коэффициент	"a"	-
6	Коэффициент	"b"	-
7	Коэффициент теплопроводности грунта	$\lambda_{гр}$	Вт/(м·К)
8	Коэффициент теплопроводности стен канала	-	
9	Коэффициент теплопроводности кровного слоя теплоизоляционной конструкции	-	
10	Толщина теплоизоляционного слоя подающего теплопровода	$d_{из}$	м
11	Толщина теплоизоляционного слоя обратного теплопровода	-	м
12	Толщина кровного слоя теплоизоляционной конструкции	-	м
13	Толщина стен канала	-	м

14	Глубина заложения оси теплопровода	-	м
15	Ширина канала канального теплопровода	-	м
16	Высота канала, расстояние между осями труб	b, b'	м
17	Наружный диаметр труб	d_n	м
18	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе	t_1	° С
19	То же, в обратном теплопроводе	t_2	° С
20	Температура наружного воздуха	t_0	° С
21	Температура воздуха в канале	t_k	° С
22	Температура поверхности грунта над теплопроводом	t_n	° С
23	Суммарные тепловые потери	-	Вт/м
24	Теплопотери подающего теплопровода	-	Вт/м
25	Теплопотери обратного теплопровода	-	Вт/м
26	Коэффициент формы	k	-
27	Эквивалентный диаметр канала канального теплопровода	$d_э$	-
28	Зона действия теплопровода	-	-
29	Форма вывода результатов расчета	-	-
30	Точность расчетов	-	-
31	Число отрезков зоны действия теплопровода	-	-
32	Локальные тепловые потери	-	Вт/м
34	Текущая координата x	-	-
35	Разность температур поверхности грунта и наружного воздуха	-	-

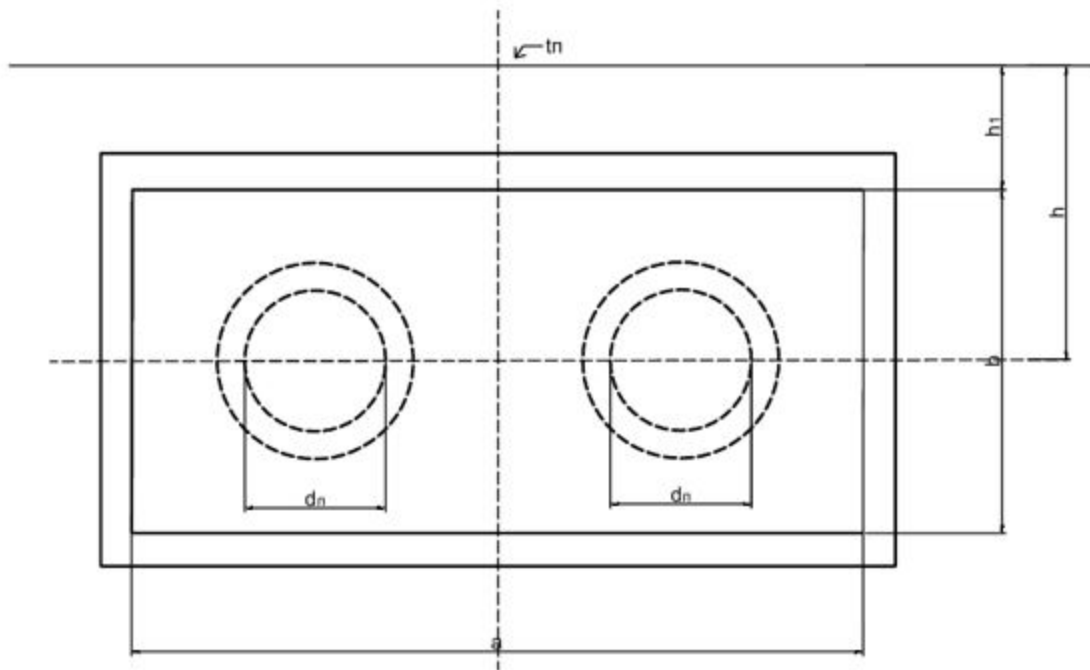


Рисунок 1. Расчетная схема канального теплопровода.

Упрощенный метод расчета.

Таблица 2

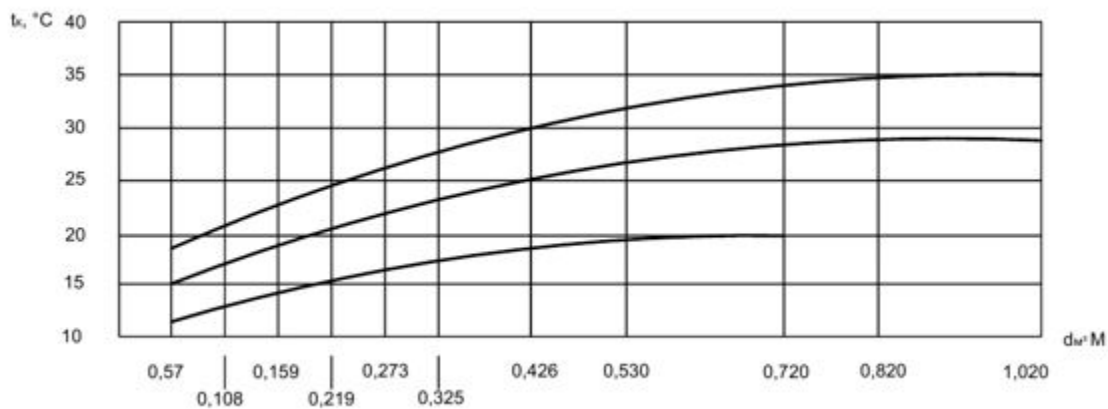
Геометрические характеристики двухтрубного канального теплопровода

Наружный диаметр, d_n , м	Внутренние размеры канала		Эквивалентный диаметр канала, м $d_e = \frac{2(a+b)}{\tau}$	a/b	Величина отношения глубины заложения оси теплопровода к высоте канала, h/b , при h равной, м			
	ширина, a , м	высота, b , м			1,5	1,8	2,0	2,5
0,159	0,90	0,45	0,96	2,0	3,30	4,00	4,45	5,60
0,219	1,20	0,60	1,15	2,0	2,50	3,00	3,30	4,20
0,273	1,20	0,60	1,15	2,0	2,50	3,00	3,30	4,20
0,325	1,50	0,90	1,53	1,7	1,70	2,00	2,20	2,80
0,426	1,50	0,90	1,53	1,7	1,70	2,00	2,20	2,80
0,530	2,10	0,90	1,91	2,3	1,70	2,00	2,20	2,80
0,720	2,10	1,20	2,10	1,7	1,25	1,50	1,80	2,10
0,820	3,00	1,20	2,67	2,5	1,25	1,50	1,70	2,10
1,020	3,60	1,80	3,42	2,0	0,80	1,00	1,15	1,40

Таблица 3

Поправочные коэффициенты к значениям t_k в зависимости от средних температур окружающей среды

Наружный диаметр, d_H , м	Коэффициенты к значениям t_k в зависимости от средних температур окружающей среды, t_0		
	$t_0 = 0$ °C	$t_0 = 5$ °C	$t_0 = 10$ °C
0,032 - 0,089	0,83	1,0	1,20
1,108 - 0,159	0,87	1,0	1,15
0,219 - 0,325	0,91	1,0	1,10
0,426 - 0,530	0,95	1,0	1,05
0,720 - 1,020	0,97	1,0	1,03



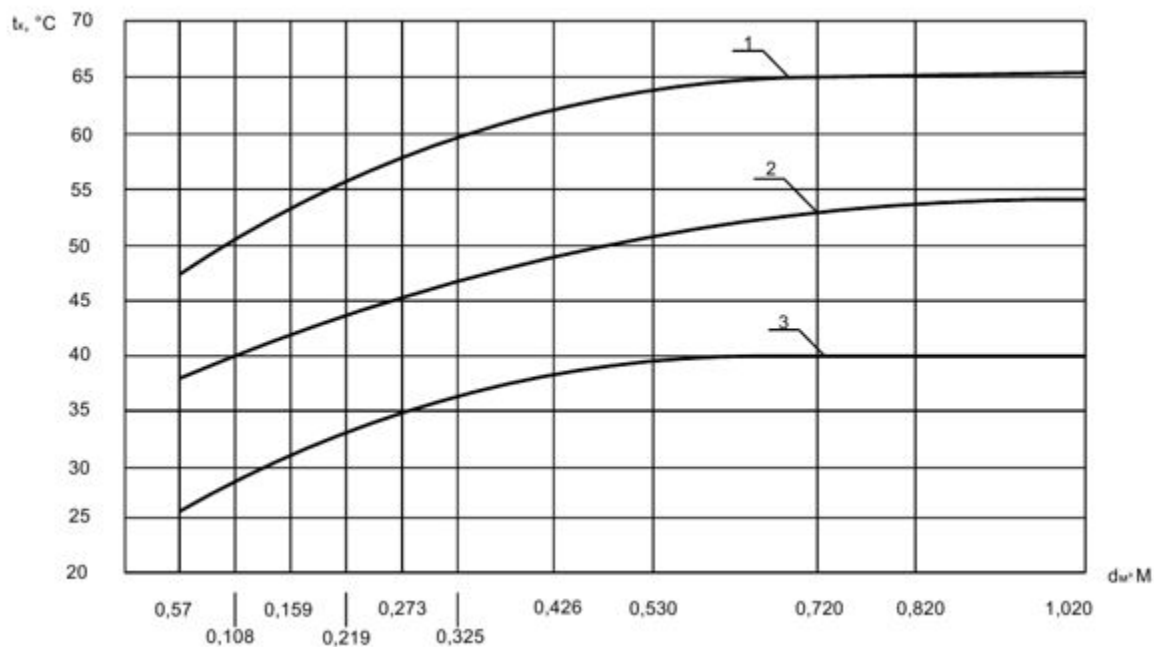
- 1 - $t_1 = 100$
-
- C, $t_2 = 50$
-
- C
- 2 - $t_1 = 80$
-
- C, $t_2 = 40$
-
- C
- 3 - $t_1 = 50$
-

C, $t_2 = 30$

o

C

Рисунок 2. Температура воздуха в канале с учетом поправочных коэффициентов.



1 - $t_1 = 100$

o

C, $t_2 = 50$

o

C

2 - $t_1 = 80$

o

C, $t_2 = 40$

o

C

3 - $t_1 = 50$

o

C, $t_2 = 30$

o

C

Рисунок 3. Температура воздуха в канале с учетом поправочных коэффициентов.

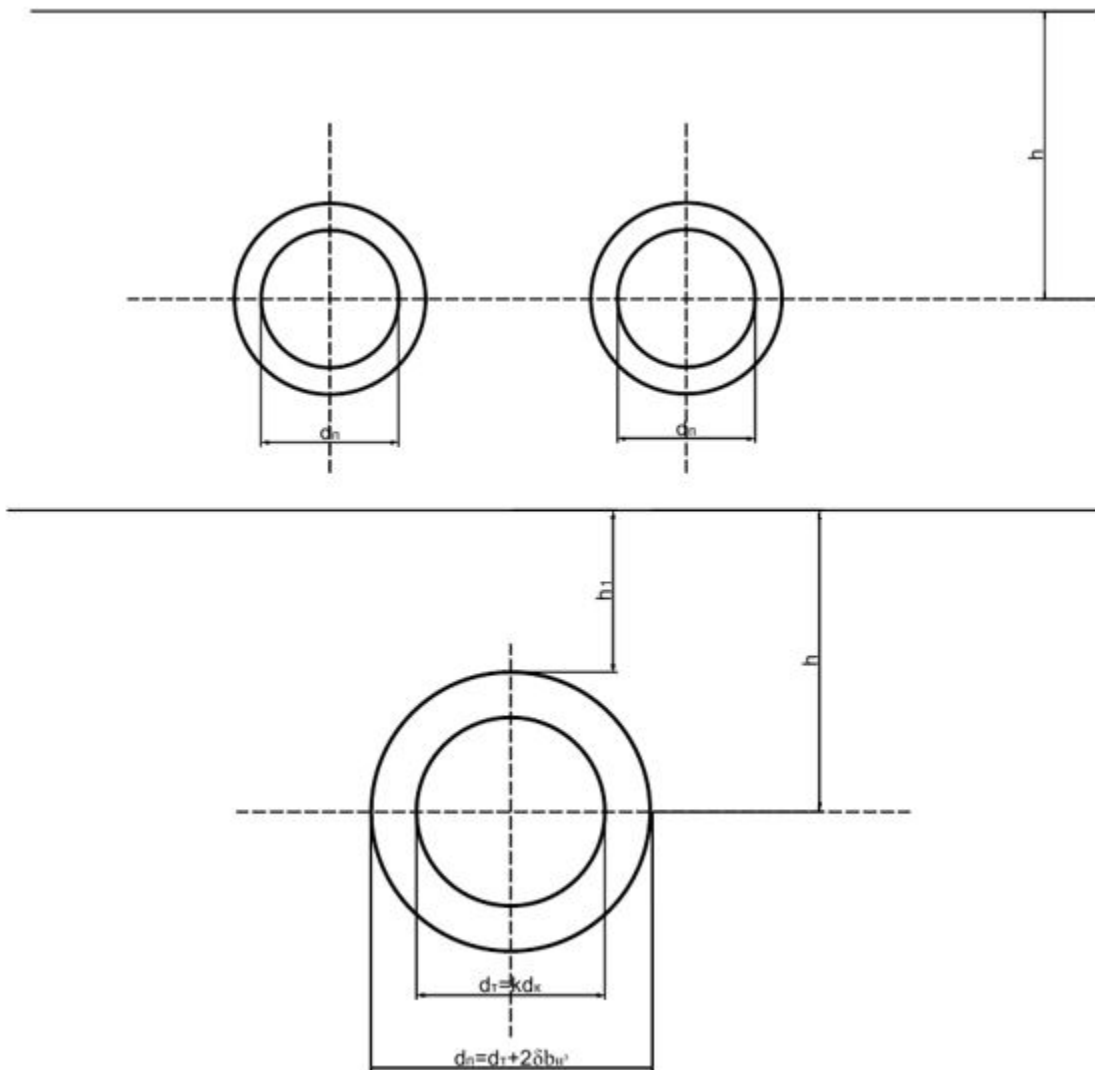


Рисунок 4. Расчетная схема бесканального теплопровода.

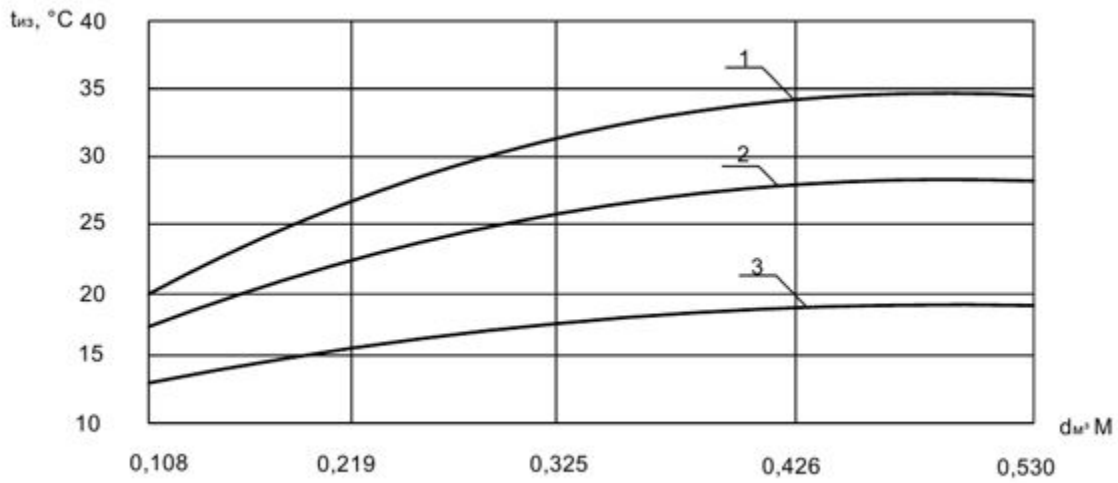
Упрощенный метод расчета.

Таблица 4

Геометрические характеристики двухтрубного бесканального теплопровода

Наружный диаметр, d_H , м	Коэффициент формы, K	Эквивалентный диаметр d_T , $d_T = Kd_H$	Диаметр наружной поверхности тепловой изоляции, $d_{из} = d_T + 2d_{из}$, м при толщине тепловой изоляции, $d_{из}$, м			
			0,04	0,06	0,08	0,10
0,108	1,8	0,194	0,274	0,314	0,354	0,394
0,219	1,6	0,350	0,430	0,470	0,510	0,550
0,325	1,6	0,520	0,600	0,640	0,680	0,720

0,426	1,35	0,575	0,655	0,695	0,735	0,775
0,530	1,35	0,715	0,795	0,835	0,875	0,915



1 - $t_1 = 100$

°
C

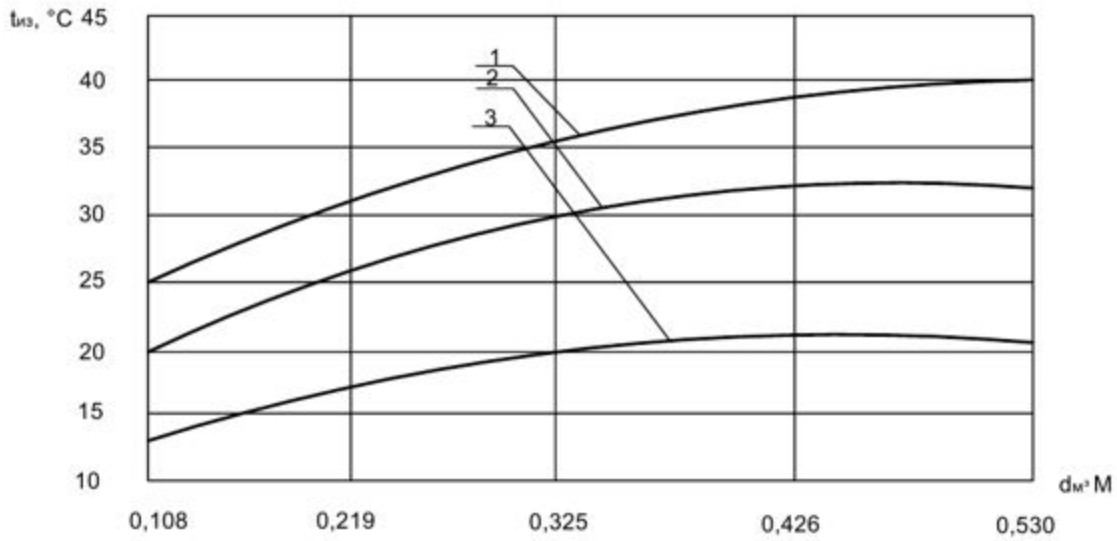
2 - $t_1 = 80$

°
C

3 - $t_1 = 50$

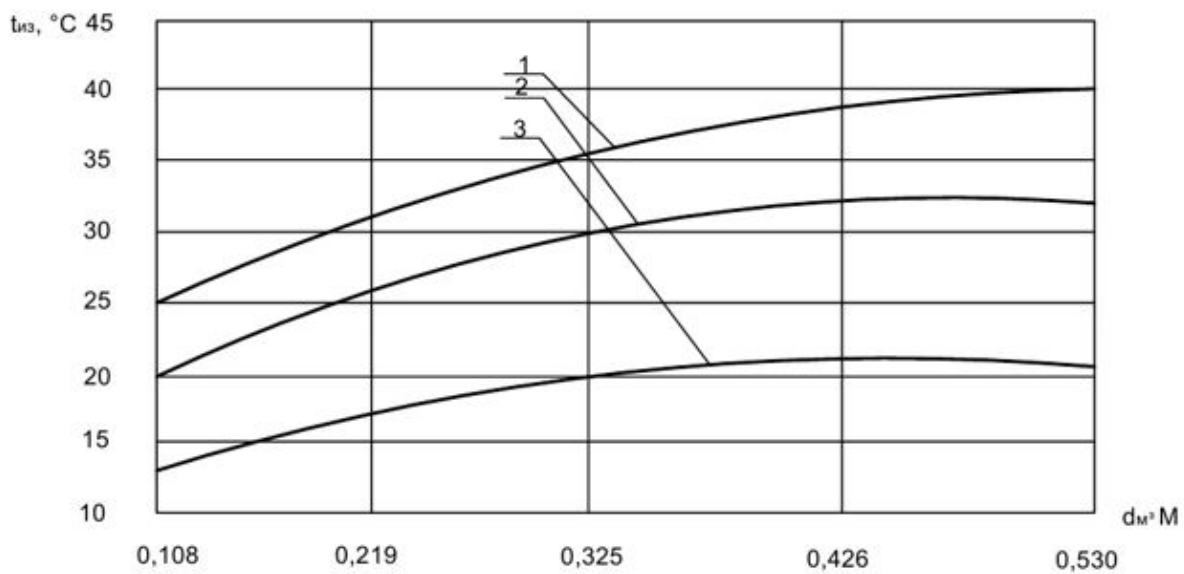
°
C

Рисунок 5. Графики распределения температуры наружной поверхности труб



- 1 - $t_1 = 100$
- C
- 2 - $t_1 = 80$
- C
- 3 - $t_1 = 50$
- C

Рисунок 6. Графики распределения температуры наружной поверхности труб



			С	С			С	
--	--	--	---	---	--	--	---	--

Таблица 7

Результаты контроля

Номер участка	Место расположения участка	Максимальная измеренная температура поверхности и грунта над теплотрассой, С	Расчетные максимальные температуры поверхности грунта над теплотрассой, С				Затопление прокладки сетевой водой из подающего теплопровода и увлажнение грунта	Заключение о состоянии обследуемого участка
			Нормальный режим эксплуатации	Отсутствие (разрушение)	Затопление прокладки сетевой водой из подающего теплопровода	Затопление прокладки сетевой водой из подающего теплопровода и увлажнение грунта		
1	2	3	4	5	6	7	8	

Таблица 8

Коэффициент теплопроводности грунта

Вид грунта	Средняя плотность грунта, кг/м ³	Степень влажности	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м · С)
1	2	3	4
Песчаные	1480	Влажный	0,86
	1600	Влажный	1,11
	1600	Влажный	1,92
	1600	Насыщенный водой	1,92
Суглинистые	1100	Маловлажный	0,71
	1100	Влажный	0,9
	1200	Маловлажный	0,83
	1200	Влажный	1,04
	1300	Маловлажный	0,98
	1300	Влажный	1,2
	1400	Маловлажный	1,12
	1400	Влажный	1,36
	1400	Влажный	1,63
	1500	Маловлажный	1,27
1500	Влажный	1,56	

	1500	Влажный	1,86
	1600	Маловлажный	1,45
	1600	Влажный	1,78
	2000	Маловлажный	1,75
	2000	Влажный	2,56
	2000	Влажный	2,68
Глинистые	1000	Маловлажный	0,4
	1100	Маловлажный	0,69
	1100	Влажный	0,94
	1100	Насыщенный водой	1,0
	1200	Маловлажный	0,58
	1200	Маловлажный	0,85
	1200	Влажный	1,18
	1200	Насыщенный водой	1,5
	1300	Маловлажный	0,72
	1300	Влажный	1,08
	1300	Насыщенный водой	1,66
	1500	Маловлажный	1,0
	1500	Влажный	1,46
	1500	Насыщенный водой	2,0
	1600	Маловлажный	1,13
	1600	Влажный	1,93
	1600	Влажный	1,93

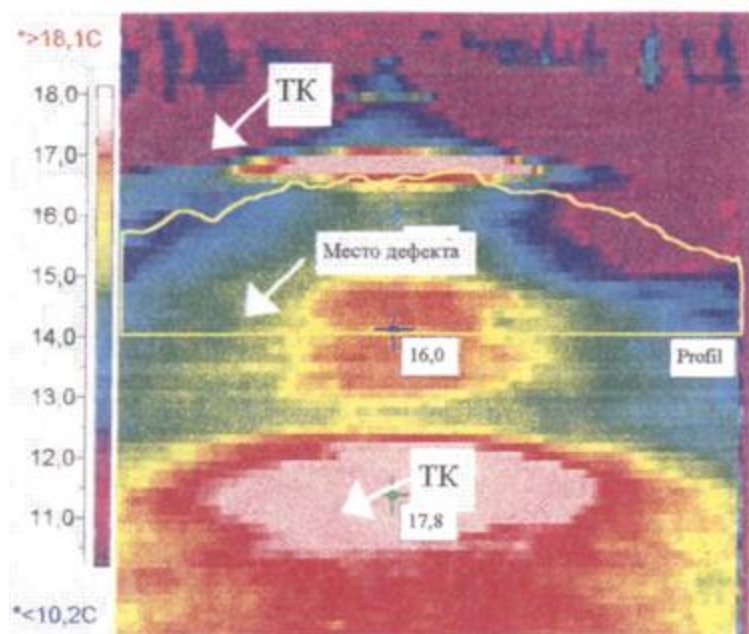


Рисунок 8. Участок подземной теплотрассы с нарушенной изоляцией.

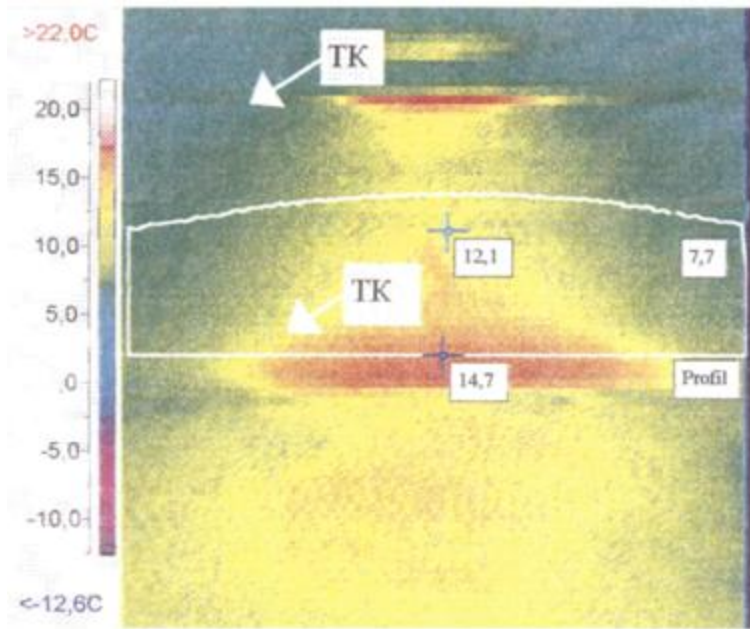


Рисунок 9. Участок теплотрассы без дефектов.

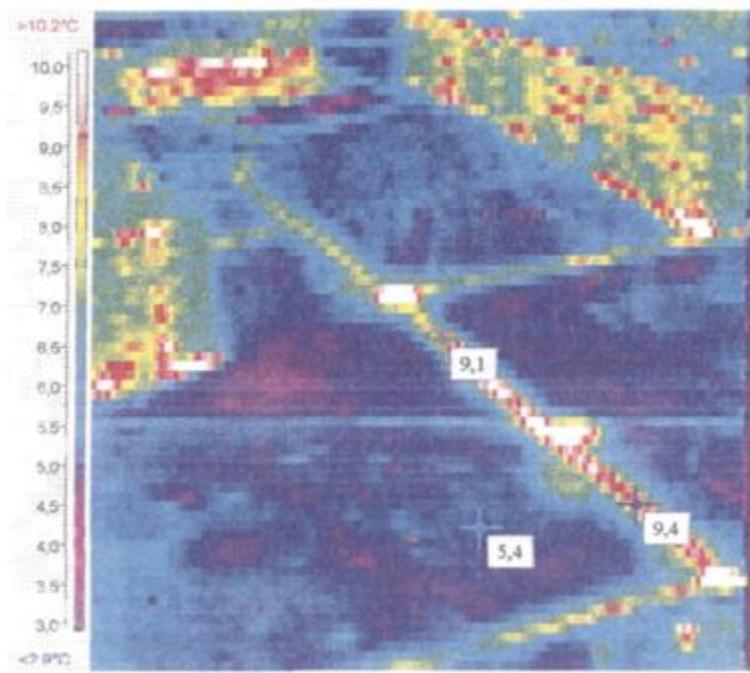


Рисунок 10. Затопленный участок подземной теплотрассы (съемка с вертолета).

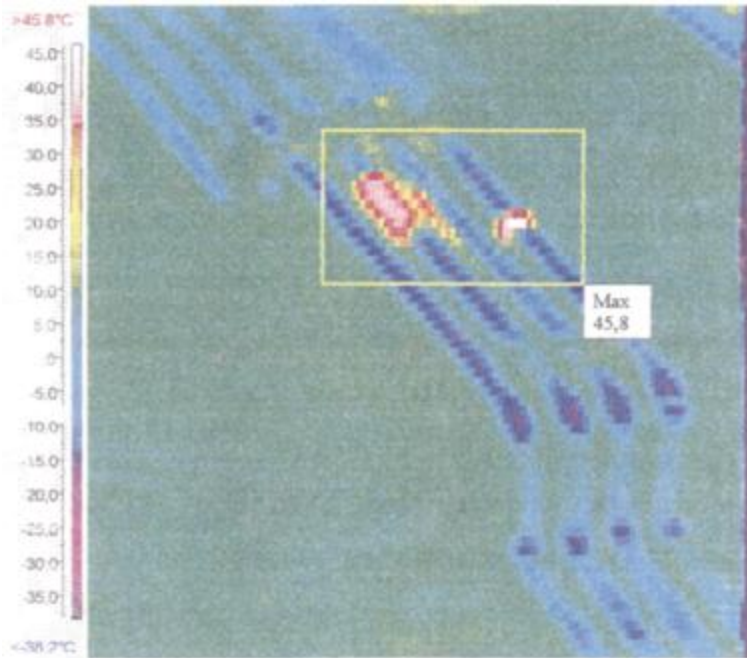


Рисунок 11. Участок теплотрассы надземной прокладки с нарушением изоляции (Съемка с вертолета).

Приложение 5
к Методическим указаниям
по инфракрасной диагностике
тепломеханического
оборудования тепловых
электростанций

Расчет оценки отклонения режима теплопередачи от стационарного

1. Оценку отклонения режима теплопередачи от стационарного производят по критерию допускаемой погрешности определения относительного сопротивления теплопередаче, которая не должна превышать 15 %.

2. Оценка производится, используя данные об изменении температур воды в тепловой сети, данные о теплофизических характеристиках конструкции теплопровода и данные о теплофизических характеристиках возможных нарушений прокладки.

3. Минимальную длительность z_0 в сутках периода наблюдений за температурой воды в тепловой сети определяют по формуле:

$$z_0 = \frac{z_1 D^2}{2\pi}$$

(1)

где D

тепловая инерция строительной и теплоизоляционной конструкций теплопровода при периоде колебаний температуры воды, принимаемом равным 1 сутки, округляя полученное при расчете значение в большую сторону до целого числа.

4. Оценку максимального значения относительной систематической погрешности определения относительного сопротивления теплопередаче dR_c , обусловленную нестационарностью процесса распространения тепла производят по формуле

$$\delta \bar{R}_c = \frac{1}{\tau_{sp} - \tau_o} \left(1,8 \left(\frac{Z_o}{Z_1} - 1 \right) \Delta \bar{t} + A \left(\frac{R_s \alpha}{\theta \xi} \right) \right) \quad (2)$$

где t_{cp} , t_0

— средние значения температур соответственно сетевой воды и наружного воздуха за период наблюдений,

°
С;

Z_0, Z_1

— то же, что в формуле (1) настоящего приложения;

Δt

— вариация среднесуточных температур сетевой воды, определяемая как разность между максимальными значениями среднесуточных температур сетевой воды за период предварительных наблюдений,

°
С;

A

— амплитуда суточных колебаний температуры сетевой воды накануне тепловизионного контроля, определяемая как разность между максимальным и среднесуточным значениями температур сетевой воды,

°
С;

R_d, R_d

—

сопротивление теплопередаче соответственно базового участка теплосети и участка с нарушениями теплоизоляции, вычисляемое по нормативно-технической документации, m^2

$^{\circ}C/Вт$;

q_d, Q_d

затухание амплитуды колебаний температуры сетевой воды относительно амплитуды колебаний температуры поверхности грунта над теплотрассой соответственно базового участка и участка с нарушениями теплоизоляции, вычисляемое по нормативно-технической документации;

α

коэффициент теплоотдачи поверхности грунта, принимаемый по нормативно-технической документации, $Вт/(m^2$

$^{\circ}C)$.

Приложение 17
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода азота на тепловых электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода азота на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для определения нормативного расхода азота, используемого для продувки азотом аппаратов и трубопроводов во время пуска электролизной установки (далее – ЭУ) после монтажа или капитального ремонта.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) водородная (электролизная) установка

— агрегатированная установка, совокупность нескольких аппаратов и устройств на базе электролизера, предназначенная для получения водорода и кислорода, а также отделения их друг от друга, электролита и влаги, для обеспечения систем регуляции процесса, и трубопроводная обвязка;

2) ресивер

— сосуд для скапливания газа или пара, предназначается главным образом для сглаживания колебаний давления, вызываемых пульсирующей подачей и прерывистым расходом;

3) инертный газ

— инертные или благородные газы химические элементы главной подгруппы VIII группы, у которых s и p оболочки полностью заполнены.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Продувка азотом аппаратов и трубопроводов во время пуска ЭУ производят после монтажа или капитального ремонта.

4. Предпусковая продувка ЭУ азотом производится для предотвращения образования взрывоопасной смеси водорода с воздухом в аппаратах и трубопроводах электролизной установки. Для продувки применяется азот с содержанием кислорода не более 2,5%.

5. Собирается схема продувки на включаемом электролизере, открываются вентили выпуска воздуха из системы, устанавливается давление азота в рампе 0,2

— 0,5 мега Паскаль (далее

— МПа) и продувается система до содержания азота в выдуваемом газе не менее 97%.

6. Давление в аппаратах в процессе продувки поддерживается в пределах 0,02
— 0,05 МПа.

7. После окончания продувки аппаратов и трубопроводов продуваются импульсные трубки средств измерения, прекращается подача азота, закрываются вентили в схеме установки, открываются при продувке.

8. Вытеснение воздуха углекислым газом ведется до содержания углекислого газа в выдуваемом газе не менее 85%, вытеснение воздуха азотом

— до содержания азота в выдуваемом газе не менее 97%.

9. Объем и периодичность химического контроля работы ЭУ приведены согласно таблице 1 приложения к настоящим Методическим указаниям.

10. Аппараты и трубопроводы перед пуском и после отключения продуваются азотом чистотой не ниже 97,5%;

11. При использовании азота в баллонах производится его анализ.

12. Ресиверы ЭУ продуваются азотом или углекислым газом, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) и ГОСТ 9293-74 "Межгосударственный стандарт. Азот газообразный и жидкий. Технические условия". При внутреннем осмотре один ресивер или группа ресиверов продуваются углекислым газом или азотом для удаления водорода, отключаются от других групп ресиверов запорными устройствами и металлическими заглушками, имеющими хвостовики, выступающие за пределы фланца, и затем продуваются чистым воздухом.

13. Продувка ресиверов инертным газом, воздухом и водородом проводится до достижения в ресиверах концентрации компонентов, указанных в таблице 2 согласно приложению к настоящей Методике.

14. Нормы расхода азота определяются экспериментальным путем заводов изготовителей ЭУ, с учетом накопленного опыта и проведенных испытаний и представлены в таблице 3 приложения к настоящей Методике.

Глава 2. Техника безопасности при работе ЭУ

15. Персоналом, занятым обслуживанием ЭУ выполняются требования техники безопасности согласно Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859).

16. Предотвращение взрывов и пожаров:

1) работы с открытым огнем в помещении ЭУ производятся после отключения установки, проведения анализа воздуха на отсутствие водорода и обеспечения непрерывной вентиляции помещения;

2) замерзшие трубопроводы и вентили отогреваются только паром или горячей водой. Пользование огнем не допускается. Утечки газа из соединений определяются с помощью мыльного раствора или специальных течеискателей;

3) в помещении ЭУ и курение около ресиверов не допускается, пользоваться открытым огнем, электрическими нагревательными приборами и переносными лампами.

Для внутреннего освещения аппаратов во время их осмотра и ремонта пользуются переносными светильниками во взрывоопасном исполнении на напряжение не более 12 В с защитными металлическими сетками;

4) при возникновении пожара в помещении ЭУ или около ресивера

немедленно отключаются электролизеры, вызывается пожарная команда, прекращается подача водорода в ресиверы, уменьшается давление в аппаратах ЭУ и в них подается азот;

5) в случае утечки водорода через неплотности и его воспламенения пламя сбивается асбестовой тканью, отключается установка и продувается азотом;

6) в помещении ЭУ вывешиваются плакаты

на дверях помещения ЭУ "Водород, с огнем не входить", в помещении ЭУ "Водород, огнеопасно", на ресиверах водорода делают надписи: "Водород, огнеопасно";

7) на ЭУ находятся средства пожаротушения

углекислотные огнетушители, азот, асбестовая ткань. Неприкосновенный запас азота (три баллона) разрешается расходовать только в аварийных случаях;

8) в помещении ЭУ не допускается хранить легковоспламеняющиеся и взрывчатые вещества.

Приложение
к Методике расчета норм
расхода водорода
на тепловых электростанциях

Таблица 1

Объем и периодичность химического контроля работы ЭУ

Анализируемый продукт	Место отбора пробы	Периодичность	Определяемый компонент или показатель	Содержание по норме
Азот	Трубопровод после регулятора давления водорода	При пуске и отключении электролизера и по требованию	Азот	97%

Таблица 2

Операция вытеснения	Место отбора	Определяемый компонент	Содержание по норме, %
Воздух углекислым газом	Верх ресивера	Углекислый газ	85
Воздух азотом	Верх ресивера	Кислород	3
Углекислый газ водородом	Низ ресивера	Углекислый газ, кислород	1,0; 0,5
Азот водородом	Низ ресивера	Азот, кислород	1,0; 0,5

Водород углекислым газом	Верх ресивера	Углекислый газ	95
Водород азотом	Верх ресивера	Водород	3
Углекислый газ воздухом	Низ ресивера	Углекислый газ	Отсутствует
Азот воздухом	Низ ресивера	Кислород	20

Таблица 3

Нормы расхода азота

Тип установки	Норма расхода азота. Баллонов в год
СЭУ -4м, СЭУ — 8	20
ЭФ — 12/6-12, ЭФ — 24/12-12	40

Приложение 18
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по измерению расхода и количества конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по измерению расхода и количества конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для организации и проведения измерений с приписанной погрешностью расхода и количества конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла (далее – расход и количество конденсата).

Измерительная информация по расходу и количеству конденсата используется при ведении технологического режима и анализа работы паровой системы теплоснабжения, учете отпущенной тепловой энергии и теплоносителя.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) измерительный прибор

—
средство измерений, предназначенное для получения значений измеряемой физической величины в установленном диапазоне;

2) измерительный преобразователь

—
техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в другую величину или измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации или передачи;

3) первичный измерительный преобразователь

—
измерительный преобразователь, на который непосредственно воздействует измеряемая физическая величина, первый преобразователь в измерительной цепи измерительного прибора (установки, системы);

4) измерительная система

—
совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, электронно-вычислительных машин и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта с целью измерения одной или нескольких физических величин, свойственных этому объекту, и выработки измерительных сигналов в разных целях;

5) погрешность результатов измерений

—
отклонение результата измерения от истинного (действительного) результата измеряемой величины;

6) агрегатное средство измерений

—
техническое средство или конструктивно законченная совокупность технических средств с нормируемыми метрологическими характеристиками и всеми необходимыми видами совместимости в составе измерительной информационной системы;

7) теплосчетчик

—
измерительная система (средство измерений), предназначенная для измерения количества теплоты;

8) тепловычислитель

—
средство измерений, предназначенное для определения количества теплоты по поступающим на его вход сигналам от средств измерений параметров теплоносителя;

9) косвенное измерение

—
определение искомого значения физической величины на основании результатов прямых измерений других физических величин, функционально связанных с искомой величиной;

10) методика выполнения измерений

—
совокупность операций и правил при измерении, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с точностью, установленной данной методикой выполнения измерений;

11) приписанная характеристика погрешности измерений

—
характеристика погрешности любого результата совокупности измерений, полученного при соблюдении требований и правил данной методики.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Измеряемыми параметрами являются расход и количество (масса) конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения.

4. Настоящие Методические указания распространяется на паровые системы теплоснабжения с технологическими характеристиками и режимами работы системы теплоснабжения, приведенными согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

5. Измерения расхода и количества (массы) конденсата осуществляются рассредоточенными измерительными системами, составные элементы которых находятся в различных внешних условиях.

6. Основной величиной, влияющей на измерительные системы расхода и количества массы конденсата, является температура окружающей среды, остальные влияющие величины незначительны.

Диапазон изменения температуры окружающей среды представляется в таблице 1 согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 2. Характеристики погрешности измерений

7. Характеристиками погрешности измерений являются пределы относительной погрешности измерений текущего и среднесуточного значений расхода конденсата и количества (массы) конденсата за сутки и месяц при применении различных измерительных систем.

8. Настоящими Методическими указаниями обеспечивается измерение расхода и количества (массы) конденсата с приписанными значениями пределов относительной

погрешности измерений согласно таблице 2 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям во всем диапазоне изменений влияющей величины, согласно пунктам 3 и 4 настоящих Методических указаний.

Глава 3. Метод измерений и структура измерительных систем

9. Для измерения расхода конденсата используются методы переменного перепада давления с применением измерительных систем, а также современные:

- 1) электромагнитные;
- 2) ультразвуковые;
- 3) вихревые;
- 4) струйные.

10. При этом учитываются основные недостатки расходомера переменного перепада давления:

- 1) значительные потери давления на гидравлическом сопротивлении и связанные с этим дополнительные затраты энергии;
- 2) погрешность 1,5
—
2,5 % от максимального расхода.

11. Рекомендуются структурные схемы измерительных систем расхода (количества) конденсата с применением различных средств измерений (далее

—
СИ), согласно рисункам 1

—
4 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

12. СИ, применяемые в измерительных системах расхода (количества) конденсата, приведены в таблице 1 согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 4. Подготовка и выполнение измерений

13. Подготовка к выполнению измерений заключается в осуществлении комплекса мероприятий по вводу измерительных систем в эксплуатацию, согласно Закону Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений", Правил учета отпуска тепловой энергии и теплоносителя, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 17 марта 2015 года № 207 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10862) и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10907) (далее – ПТБ электроустановок), основными являются:

- 1) проведение поверки СИ;

- 2) проверка правильности монтажа в соответствии с проектной документацией;
- 3) проведение наладочных работ;
- 4) введение измерительных систем в эксплуатацию.

Сноска. Пункт 13 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

14. Сужающие устройства и измерительные трубопроводы соответствуют требованиям ГОСТ 8.586.1-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования", ГОСТ 8.586.2-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования", ГОСТ 8.586.3-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования", ГОСТ 8.586.4-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования", ГОСТ 8.586.5-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений".

Глава 5. Обработка и вычисление результатов измерений

15. Процедура обработки и вычисления результатов измерений состоит из вычисления действительного значения среднесуточного расхода и количества (массы) конденсата за сутки и месяц.

16. При применении регистрирующих приборов процедура обработки и вычисления результатов измерений состоит из обработки суточных диаграмм регистрирующих приборов расхода с помощью планиметров и расчета действительных значений расхода и количества (массы) конденсата по среднесуточным значениям давления и температуры.

17. При обработке диаграмм регистрирующих приборов полярными планиметрами среднесуточное значение массового расхода конденсата $q_{m\text{ ср}}$ тонн/час (далее - т/ч) определяется согласно ГОСТ 8.586.5-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений":

$$q_{\text{жср}} = \frac{q_{\text{в}}}{l_{\text{ш}}} \sum_{i=1}^n N_{\text{пi}} \quad (1)$$

где $q_{\text{в}}$

—
верхнее значение шкалы расходомера, т/ч;

$$\sum_{i=1}^n N_{\text{пi}}$$

—
показания полярного планиметра, квадратный сантиметр;

$$l_{\text{q}}$$

—
длина ленты с записью значения расхода, сантиметр (далее

см);

$$l_{\text{ш}}$$

—
длина шкалы регистрирующего прибора, см.

18. При применении измерительных информационных систем (далее

ИИС) или измерительных систем с тепловычислителями алгоритм расчета действительного значения расхода и количества (массы) конденсата определяется, согласно ГОСТ 8.586.5-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений".

19. Среднее значение расхода конденсата за интервал усреднения $X_{\text{ср}}$, рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{ср}} = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^k X_i, \quad (2)$$

где X_i

—
текущее значение расхода;

$$k$$

—
число периодов опроса датчика за интервал усреднения.

20. При применении ИИС период опроса датчиков определяется не более 15 секунд, интервал усреднения параметров (расчета расхода конденсата) равняется 0,25 часа.

21. При применении измерительных систем с тепловычислителями период опроса датчиков и интервал расчета расхода (количества) конденсата устанавливается при проектировании или программировании тепловычислителей. При этом период опроса датчиков определяется не более 15 секунд, а интервал расчета расхода (количества) конденсата

равняется 0,25 часа.

22. Количество (масса) конденсата за сутки t определяется по формуле согласно, ГОСТ 8.586.5-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений":

$$m = \sum_{i=1}^n q_{mi} \Delta t_i,$$

(3)

где q_{mi}

среднее значение расхода конденсата за i -й интервал расчета расхода, т/ч;

Δt_i

интервал расчета среднего значения расхода конденсата;

n

число интервалов расчета среднего расхода за сутки.

23. При применении ИИС или измерительных систем с тепловычислителями процедура расчета действительного среднего расхода и количества (массы) конденсата выполняется автоматически.

Глава 6. Оформление результатов измерений

24. При применении измерительных систем с регистрирующими приборами результаты измерений расхода (количества) конденсата выполняются в объеме:

1) носитель измерительной информации по расходу конденсата

лента (диаграмма) регистрирующих приборов;

2) результаты обработки измерительной информации по расходу и количеству (массе) конденсата на персональной электронно-вычислительной машине представляются в виде выходных форм на бумажном носителе;

3) выходные формы согласовываются с потребителем.

25. При применении ИИС и измерительных систем с тепловычислителями:

1) носителем измерительной информации по расходу (количеству) конденсата результатам обработки данных и расчета погрешности измерений является электронная память агрегатных средств измерений ИИС и тепловычислителей;

2) результаты обработки измерительной информации индицируются на средствах представления информации и представляются в виде выходных форм на бумажном носителе;

3) объем представления информации определяется при проектировании ИИС, разработке тепловычислителей, а выходные формы согласовываются с потребителем.

Глава 7. Требования к квалификации персонала

26. Подготовка измерительных систем расхода (количества) конденсата к эксплуатации осуществляется электрослесарем - прибористом с квалификацией не ниже 4-го разряда, а их обслуживание

дежурным электрослесарем-прибористом.

27. Обработка диаграмм регистрирующих приборов осуществляется техником, а вычисление результатов измерений - инженером производственно-технического отдела

Глава 8. Требования техники безопасности

28. При монтаже, наладке и эксплуатации измерительной системы расхода (количества) конденсата соблюдаются требования техники безопасности, согласно Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859), и ПТБ электроустановок.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по измерению
расхода и количества
конденсата, возвращенного
из паровой системы
теплоснабжения на
источник тепла

Основные технологические характеристики и режимы работы системы теплоснабжения

Параметр	Системы теплоснабжения		
	I	II	III
Расход конденсата, т/ч	50	20	2

Избыточное давление конденсата, Мега Паскаль (далее — МПа)	0,4	0,4	0,4
Температура конденсата, градус Цельсия (далее — С)	75	75	75
Давление холодной воды, МПа	0,3	0,3	0,3
Температура холодной воды, С	6	6	6
Диаметр конденсатопровода, миллиметра (далее — мм)	150	150	100

Приложение 2
к Методическим указаниям
по измерению расхода и
количества конденсата,
возвращенного из паровой
системы теплоснабжения на
источник тепла

Таблица 1.

Диапазон изменения температуры окружающей среды

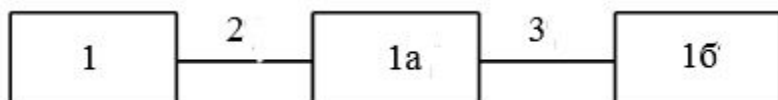
Элементы измерительной системы	Диапазон изменения температуры окружающей среды, °С
Первичный измерительный преобразователь	5 - 40
Линия связи	5 - 60
Вторичный измерительный прибор расхода, тепловычислитель	15 - 30
Агрегатные средства измерений ИИС	15 - 25

Таблица 2.

Пределы относительной погрешности измерений значений расхода (количества) конденсата

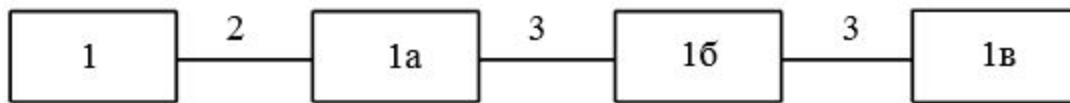
Измерительные системы	Системы теплоснабжения		
	I	II	III
	Пределы относительной погрешности измерений значений расхода (количества) конденсата, ± %		

	текущего (среднесуточн количества за о г о сутки) (количества за месяц)	текущего (среднесуточн количества за о г о сутки) (количества за месяц)	текущего (среднесуточн количества за о г о сутки) (количества за месяц)	текущего (среднесуточн количества за о г о сутки) (количества за месяц)	текущего (среднесуточн количества за о г о сутки) (количества за месяц)	
Измерительные системы с регистрирующими приборами: а) с дифференциально-трансформаторной схемой;	1,9 (2,0)	2,0 (1,8)	3,1 (3,1)	3,1 (2,5)	4,2 (4,3)	4,3 (3,2)
б) с нормированным токовым сигналом связи	1,5 (1,8)	1,8 (1,7)	1,9 (2,5)	2,5 (2,1)	2,4 (3,2)	3,1 (2,5)
Измерительные информационные системы, измерительные системы с тепловычислителями	1,4 (1,3)	1,3 (1,3)	1,7 (1,5)	1,5 (1,5)	2,2 (1,8)	1,8 (1,8)



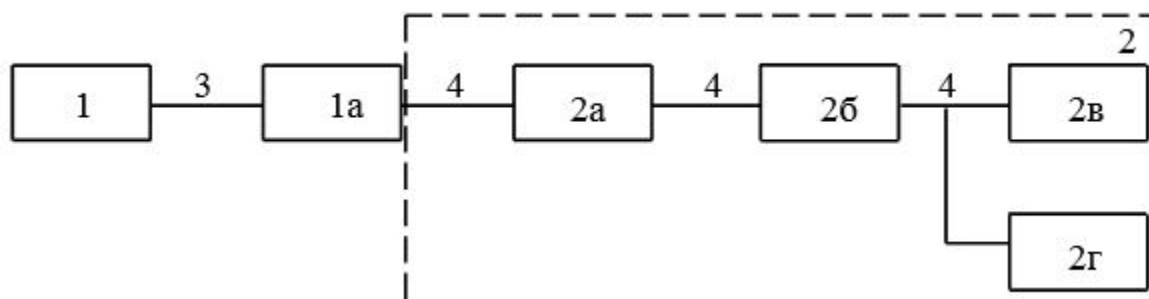
- 1
-
- измерительная диафрагма; 1а
-
- первичный измерительный преобразователь расхода; 1б
-
- вторичный измерительный регистрирующий прибор расхода; 2
-
- трубные проводки; 3
-
- линия связи

Рисунок 1. Структурная схема измерительной системы с регистрирующими приборами с дифференциально-трансформаторной схемой связи



- 1
-
- измерительная диафрагма; 1а
-
- первичный измерительный преобразователь расхода; 1б
-
- блок извлечения корня; 1в
-
- вторичный измерительный регистрирующий прибор расхода; 2
-
- трубные проводки; 3
-
- линии связи

Рисунок 2. Структурная схема измерительной системы с регистрирующими приборами с нормированным токовым сигналом связи



- 1
-
- измерительная диафрагма; 1а
-
- первичный измерительный преобразователь расхода; 2
-
- агрегатные средства ИИС; 2а
-
- устройство связи с объектом; 2б
-
- центральный процессор; 2в
-
- средство представления информации; 2г
-

регистрирующее устройство; 3

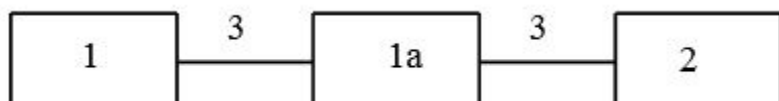
—

трубные проводки; 4

—

линии связи

Рисунок 3. Структурная схема ИИС



1

—

измерительная диафрагма; 1a

—

первичный измерительный преобразователь расхода; 2

—

тепловычислитель; 3

—

линия связи

Рисунок 4. Структурная схема с тепловычислителем

Приложение 3
к Методическим указаниям
по измерению расхода и
количества конденсата,
возвращенного из паровой
системы теплоснабжения на
источник тепла

Таблица 1.

Средства измерений расхода (количества) конденсата

Наименование и тип СИ	Предел основной допускаемой приведенной погрешности, \pm %
Измерительные системы с регистрирующими приборами с дифференциально-трансформаторной схемой связи	
Диафрагма камерная типа ДКС-16	-
Манометр дифференциальный, мембранный ДМ3583М	1,0
Прибор автоматический взаимозаменяемый с дифференциально-трансформаторной схемой КСД-2	1,0 (по показаниям и регистрации)

Измерительные системы с регистрирующими приборами с нормированным токовым сигналом связи	
Диафрагма камерная типа ДКС-16	-
Тензорезисторный измерительный преобразователь разности давлений	0,5
Блок извлечения корня БИК-36М	0,2
Прибор регистрирующий одноканальный РП-160М	0,5 (по показаниям); 1,0 (по регистрации)
Измерительные информационные системы (измерительные системы с тепловычислителями)	
Диафрагма камерная типа ДКС-16	-
Агрегатные средства ИИС	0,3 (канал)
Теплоэнергоконтроллер типа ТЭЖОН-10	0,2
Тензорезисторный измерительный преобразователь разности давлений	0,25

Приложение 19
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по измерению расхода и количества теплоносителя в трубопроводах водяной системы теплоснабжения на источнике тепла

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по измерению расхода и количества теплоносителя в трубопроводах водяной системы теплоснабжения на источнике тепла (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для использования на источниках тепла (тепловых электростанциях, котельных) при организации и проведении измерений с приписанной погрешностью расхода и количества теплоносителя (в трубопроводах подающем и обратном) (далее – расход и количество теплоносителя).

Измерительная информация по расходу и количеству теплоносителя используется при ведении технологического режима и анализа работы водяной системы теплоснабжения, расчете количества отпущенной тепловой энергии, поставляемой потребителям с горячей водой от источника тепла.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) измерительный прибор

—
средство измерений, предназначенное для получения значений измеряемой физической величины в установленном диапазоне;

2) планиметр (механический интегратор)

—
прибор, служащий для простого механического определения площадей (интегрирования) замкнутых контуров, прорисованных на плоской поверхности.

Примечание: в массовом порядке применялась лишь одна из возможных технических реализаций данного прибора

—
планиметр Амслера-Коради. Частный случай аналогового вычислительного устройства ;

3) измерительный преобразователь

—
техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в другую величину или измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации или передачи;

4) первичный измерительный преобразователь

—
измерительный преобразователь, на который непосредственно воздействует измеряемая физическая величина, первый преобразователь в измерительной цепи измерительного прибора (установки, системы);

5) измерительная система

—
совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, электронно-вычислительных машин и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта, с целью измерения одной или нескольких физических величин, свойственных этому объекту, и выработки измерительных сигналов в разных целях;

6) погрешность результатов измерений

—
отклонение результата измерения от истинного (действительного) результата измеряемой величины;

7) агрегатное средство измерений

—
техническое средство или конструктивно законченная совокупность технических средств с нормируемыми метрологическими характеристиками и всеми необходимыми видами совместимости в составе измерительной информационной системы;

8) теплосчетчик

—

измерительная система (средство измерений), предназначенная для измерения количества теплоты;

9) тепловычислитель

—
средство измерений, предназначенное для определения количества теплоты по поступающим на его вход сигналам от средств измерений параметров теплоносителя;

10) косвенное измерение

—
определение искомого значения физической величины на основании результатов прямых измерений других физических величин, функционально связанных с искомой величиной;

11) методика выполнения измерений

—
совокупность операций и правил при измерении, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с точностью, установленной данной методикой выполнения измерений;

12) приписанная характеристика погрешности измерений

—
характеристика погрешности любого результата совокупности измерений, полученного при соблюдении требований и правил данной методики.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Измеряемыми параметрами являются расход и количество теплоносителя, отпускаемого по каждой магистрали водяной системы теплоснабжения, отходящей от источника тепла.

4. Настоящие Методические указания распространяется на водяные системы теплоснабжения с технологическими характеристиками и режимами работы, приведенными согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

5. Измерения расхода и количества теплоносителя осуществляются рассредоточенными измерительными системами, составные элементы которых находятся в различных внешних условиях.

6. Основной величиной, влияющей на элементы измерительной системы, является температура окружающей среды.

Диапазон изменения температуры окружающей среды представляется в таблице 1 согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 2. Характеристики погрешности измерений

11. Характеристиками погрешности измерений являются пределы относительной погрешности измерений текущего и среднесуточного значений расхода теплоносителя

и количества теплоносителя за сутки и месяц, основные технологические характеристики и режимы работы водяной системы теплоснабжения на источниках тепла мощностью от 50 до 1000 Гкал/час, приведенных согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

12. Подготовка к выполнению измерений заключается в осуществлении комплекса мероприятий по вводу измерительных систем в эксплуатацию, согласно Закона Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений", Правил учета отпуска тепловой энергии и теплоносителя, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 17 марта 2015 года № 207 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10862) и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10907) (далее - ПТБ электроустановок), основными являются:

- 1) проведение поверки СИ;
- 2) проверка правильности монтажа в соответствии с проектной документацией;
- 3) проведение наладочных работ;
- 4) введение измерительных систем в эксплуатацию.

Сноска. Пункт 12 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 3. Метод измерений и структура измерительных систем

13. Для измерения расхода теплоносителя в трубопроводах водяной системы теплоснабжения на источнике тепла в настоящее время используются методы переменного перепада давления с применением измерительных систем, а также современные:

- 1) электромагнитные;
- 2) ультразвуковые;
- 3) вихревые;
- 4) струйные.

5) При этом учитываются основные недостатки расходомера переменного перепада давления:

1) значительные потери давления на гидравлическом сопротивлении и связанные с этим дополнительные затраты энергии;

2) погрешность 1,5

2,5 процента (далее - %) от максимального расхода.

10. Рекомендуются структурные схемы измерительных систем расхода (количества) теплоносителя с применением различных средств измерений (далее
—
СИ), согласно рисункам 1

—
4 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

11. Средства измерений, применяемые в измерительных системах расхода (количества) теплоносителя, приведены в таблице 1 согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 4. Подготовка и выполнение измерений

12. Подготовка к выполнению измерений заключается в осуществлении комплекса мероприятий по вводу измерительных систем в эксплуатацию, согласно Закона Республики Казахстан от 7 июня 2000 года "Об обеспечении единства измерений", Правил учета отпуска тепловой энергии и теплоносителя, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 17 марта 2015 года № 207 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10862) и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907) (далее

—
ПТБ электроустановок), основными являются:

- 1) проведение поверки СИ;
- 2) проверка правильности монтажа в соответствии с проектной документацией;
- 3) проведение наладочных работ;
- 4) введение измерительных систем в эксплуатацию.

13. При этом должен быть соблюден баланс между расходами в подающем, обратном трубопроводе теплосети и расходом воды на подпитку теплосети. При отсутствии указанного баланса расходы сетевой воды берутся:

- 1) в подающем трубопроводе теплосети равны среднему значению между подающим и обратным трубопроводом плюс половина величины подпитки теплосети;
- 2) в обратном трубопроводе теплосети равны среднему значению между подающим и обратным трубопроводом минус половина величины подпитки теплосети.

14. Сужающие устройства и измерительные трубопроводы соответствуют требованиям согласно ГОСТ 8.586.1-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования", ГОСТ 8.586.2-2005 "Государственная система обеспечения единства

измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования", ГОСТ 8.586.3-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования", ГОСТ 8.586.4-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования", ГОСТ 8.586.5-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений".

Глава 5. Обработка и вычисление результатов измерений

15. Процедура обработки и вычисления результатов измерений состоит из вычисления действительного значения среднесуточного расхода теплоносителя (в подающем и обратном трубопроводах) и количества (массы) теплоносителя за сутки и месяц.

16. При применении регистрирующих приборов эта процедура состоит из обработки суточных диаграмм регистрирующих приборов расхода с помощью планиметров и расчета действительного расхода и количества теплоносителя по среднесуточным значениям давления и температуры.

17. При обработке диаграмм регистрирующих приборов полярными планиметрами среднесуточное значение массового расхода теплоносителя $q_{m\text{ ср}}$ тонн/час (далее - т/ч) определяется согласно ГОСТ 8.586.5-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений":

$$q_{ж\text{ ср}} = \frac{q_{\text{в}}}{l_{q^2\text{ ш}}} \sum_{i=1}^n N_{\text{п}i} \quad (1)$$

где $q_{\text{в}}$

— верхнее значение шкалы расходомера, т/ч;

$$\sum_{i=1}^n N_{\text{п}i}$$

— показания полярного планиметра, квадратный сантиметр;

l_q

—
длина ленты с записью значения расхода, сантиметр (далее см);

$l_{ш}$

—
длина шкалы регистрирующего прибора, см.

18. При применении измерительных информационных систем (далее ИИС) или измерительных систем с тепловычислителями алгоритм расчета действительного значения расхода и количества теплоносителя определяется, согласно ГОСТ 8.586.5-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений".

19. Среднее значение расхода теплоносителя за интервал усреднения $X_{ср}$ рассчитывается по формуле:

$$X_{ср} = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^k X_i$$

(2)

где X_i

—
текущее значение расхода;

k

—
число периодов опроса датчика за интервал усреднения.

20. При применении ИИС период опроса датчиков определяется не более 15 секунд, интервал усреднения параметров (расчета расхода теплоносителя) равняется 0,25 часа.

21. При применении измерительных систем с тепловычислителями период опроса датчиков и интервал расчета расхода (количества) теплоносителя устанавливается при проектировании или программировании тепловычислителей. При этом период опроса датчиков определяется не более 15 секунд, а интервал расчета расхода (количества) теплоносителя

—
равняется 0,25 часа.

22. Количество теплоносителя за сутки t определяется по формуле согласно ГОСТ 8.586.5-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение

расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств.
Часть 5. Методика выполнения измерений"

$$m = \sum_{i=1}^n q_{mi} \Delta t_i,$$

(3)

где q_{mi}

—
среднее значение расхода теплоносителя за i -й интервал расчета расхода, т/ч;

Δt_i

—
интервал расчета среднего значения расхода теплоносителя;

n

—
число интервалов расчета среднего расхода за сутки.

23. При применении ИИС или измерительных систем с тепловычислителями (теплосчетчиками) процедура расчета действительного среднего расхода и количества теплоносителя выполняется автоматически.

Глава 6. Оформление результатов измерений

24. При применении измерительных систем с регистрирующими приборами результаты измерений расхода (количества) теплоносителя выполняются в объеме:

- 1) носитель измерительной информации по расходу теплоносителя - лента (диаграмма) регистрирующих приборов;
- 2) результаты обработки измерительной информации по расходу и количеству теплоносителя на персональной электронно-вычислительной машине представляются в виде выходных форм на бумажном носителе;
- 3) выходные формы согласовываются с потребителем теплоносителя.

25. При применении ИИС и измерительных систем с тепловычислителями (теплосчетчиками):

- 1) носителем измерительной информации по расходу (количеству) теплоносителя, результатам обработки данных и расчета погрешности измерений является электронная память агрегатных средств измерений ИИС и тепловычислителей;
- 2) результаты обработки измерительной информации индицируются на средствах представления информации и представляются в виде выходных форм на бумажном носителе;
- 3) объем представления информации определяется при проектировании ИИС, разработке тепловычислителей, а выходные формы согласовываются с потребителем.

Глава 7. Требования к квалификации персонала

26. Подготовка измерительных систем расхода (количества) теплоносителя к эксплуатации осуществляется электрослесарем - прибористом с квалификацией не ниже 4-го разряда, а их обслуживание

—
дежурным электрослесарем - прибористом.

27. Обработка диаграмм регистрирующих приборов осуществляется техником, а вычисление результатов измерений - инженером производственно-технического отдела

Глава 8. Требования техники безопасности

28. При монтаже, наладке и эксплуатации измерительной системы расхода (количества) теплоносителя соблюдаются правила техники безопасности, согласно Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859) и ПТБ электроустановок.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по измерению расхода и
количества теплоносителя в
трубопроводах системы
теплоснабжения на источник тепла

Основные технологические характеристики и режимы работы водяной системы теплоснабжения на источниках тепла мощностью от 50 до 1000 Гкал/час

Параметр	Режим работы водяной системы теплоснабжения		
	Зимний	Переходный	Летний
Расход теплоносителя (т/ч) в трубопроводе:			
подающем	10400 - 13000	6500 - 10400	1300 - 3900
обратном	8840 - 11050	5525 - 8840	1105 - 3315
Температура теплоносителя, градус Цельсия (далее - С) в трубопроводе:			
подающем	135	90	55
обратном	75	55	35
Давление теплоносителя, мега Паскаль (далее - МПа) в трубопроводе:			
подающем	1,5	1,5	1,5
обратном	0,3	0,3	0,3

Приложение 2

Таблица 1.

Диапазон изменения температуры окружающей среды

Элементы измерительной системы	Диапазон изменения температуры окружающей среды, °С
Первичный измерительный преобразователь	5 - 40
Линия связи	5 - 60
Вторичный измерительный прибор расхода, тепловычислитель	15 - 30
Агрегатные средства измерений ИИС	15 - 25

Таблица 2.

Пределы относительной погрешности измерений значения расхода (количества) теплоносителя в подающем трубопроводе

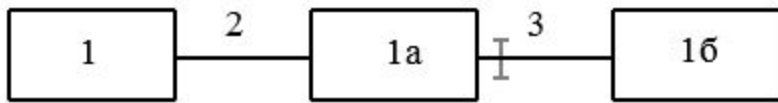
Измерительные системы	Режимы работы системы теплоснабжения					
	зимний		переходный		летний	
	пределы относительной погрешности измерений значения расхода (количества) теплоносителя в подающем трубопроводе, ± %					
	текущего (количества за сутки)	среднесуточного (количества за месяц)	текущего (количества за сутки)	среднесуточного (количества за месяц)	текущего (количества за сутки)	среднесуточного (количества за месяц)
Измерительные системы с регистрирующими приборами:						
а) с дифференциально-трансформаторной схемой	1,9 (2,0)	2,0 (1,8)	3,1 (3,1)	3,1 (2,5)	4,2 (4,3)	4,3 (3,2)
б) с нормированным токовым сигналом связи	1,5 (1,8)	1,8 (0,7)	1,9 (2,5)	2,5 (2,1)	2,4 (3,2)	3,1 (2,5)
Измерительные						

информационные системы, измерительные системы с тепловычислителями (теплосчетчиками)	1,4 (1,3)	1,3 (1,3)	1,7 (0,5)	1,5 (1,5)	2,2 (1,8)	1,8 (1,8)
--	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Таблица 3.

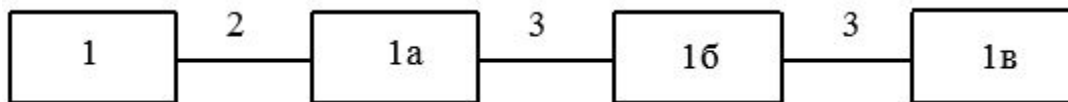
Пределы относительной погрешности измерений значения расхода (количества) теплоносителя в обратном трубопроводе

Измерительные системы	Режимы работы системы теплоснабжения					
	зимний		переходный		летний	
	Пределы относительной погрешности измерений значения расхода (количества) теплоносителя в обратном трубопроводе, ± %					
	текущего (количества за сутки)	среднесуточного (количества за месяц)	текущего (количества за сутки)	среднесуточного (количества за месяц)	текущего (количества за сутки)	среднесуточного (количества за месяц)
Измерительные системы с регистрирующими приборами:						
а) с дифференциально-трансформаторной схемой	1,8 (1,9)	1,9 (1,7)	2,8 (2,8)	2,8 (2,3)	5,5 (5,5)	5,5 (4,1)
б) с нормированным токовым сигналом связи	1,4 (1,8)	1,8 (1,6)	1,8 (2,3)	2,3 (1,9)	5,0 (5,5)	5,5 (4,1)
Измерительные информационные системы, измерительные системы с тепловычислителями (теплосчетчиками)	1,3 (1,3)	1,3 (1,3)	1,6 (0,5)	1,5 (1,5)	4,9 (3,6)	3,6 (3,6)



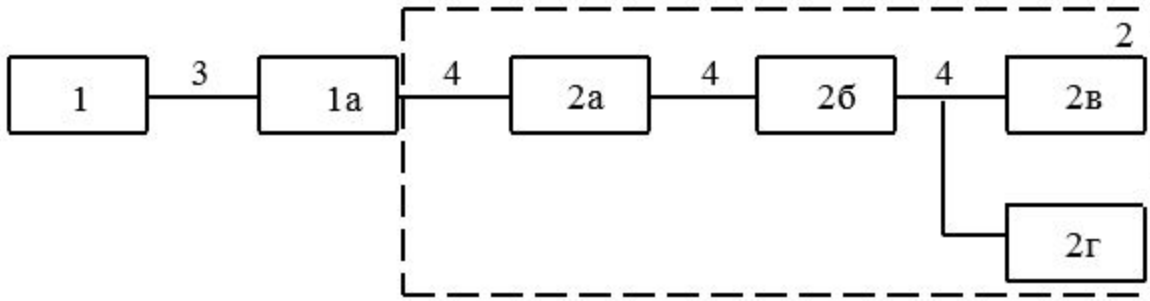
- 1
-
- измерительная диафрагма; 1а
-
- первичный измерительный преобразователь расхода; 1б
-
- вторичный измерительный регистрирующий прибор расхода; 2
-
- трубные проводки; 3
-
- линия связи

Рисунок 1. Структурная схема измерительной системы с регистрирующими приборами с дифференциально-трансформаторной схемой связи



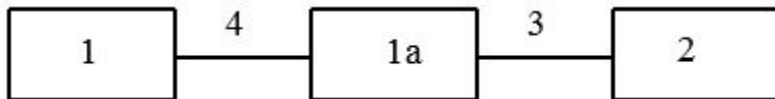
- 1
-
- измерительная диафрагма; 1а
-
- первичный измерительный преобразователь расхода; 1б
-
- блок извлечения корня; 1в
-
- вторичный измерительный регистрирующий прибор расхода; 2
-
- трубные проводки; 3
-
- линии связи

Рисунок 2. Структурная схема измерительной системы с регистрирующими приборами с нормированным токовым сигналом связи



- 1
- измерительная диафрагма; 1а
- первичный измерительный преобразователь расхода; 2
- агрегатные средства ИИС; 2а
- устройство связи с объектом; 2б
- центральный процессор; 2в
- средство представления информации; 2г
- регистрирующее устройство; 3
- трубные проводки; 4
- линии связи

Рисунок 3. Структурная схема ИИС



- 1
- измерительная диафрагма; 1а
- первичный измерительный преобразователь расхода; 2
- тепловычислитель; 3
- линия связи; 4

трубные проводки

Рисунок 4. Структурная схема с тепловычислителями (теплосчетчиками)

Приложение 3
к Методическим указаниям
по измерению расхода и
количества теплоносителя в
трубопроводах системы
теплоснабжения на источник тепла

Таблица 1.

Средства измерений расхода (количества) теплоносителя

Наименование и тип СИ	Предел основной допускаемой приведенной погрешности, \pm %
Измерительные системы с регистрирующими приборами с дифференциально-трансформаторной схемой связи	
Диафрагма камерная типа ДКС-16	-
Манометр дифференциальный, мембранный ДМ3583М	1,0
Прибор автоматический взаимозаменяемый с дифференциально-трансформаторной схемой КСД-2	1,0 (по показаниям и регистрации)
Измерительные системы с регистрирующими приборами с нормированным токовым сигналом связи	
Диафрагма камерная типа ДКС-16	-
Тензорезисторный измерительный преобразователь разности давлений	0,5
Блок извлечения корня БИК-36М	0,2
Прибор регистрирующий одноканальный РП-160М	0,5 (по показаниям); 1,0 (по регистрации)
Измерительные информационные системы (измерительные системы с тепловычислителями)	
Диафрагма камерная типа ДКС-16	-
Агрегатные средства ИИС	0,3 (канал)
Теплоэнергоконтроллер типа ТЭЖОН-10	0,2
Тензорезисторный измерительный преобразователь разности давлений	0,25

Приложение 20
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода гидразина для тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода гидразина для тепловых электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, для целей нормирования расхода гидразина, необходимого для предупреждения кислородной коррозии и коррозионного растрескивания металла котлов, паровых турбин, конденсаторов и оборудования водоконденсатного тракта и снижения содержания окислов железа, меди и других продуктов коррозии в конденсатной, питательной, котловой водах и паре котлов.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Расчет норм расхода гидразина производится для обработки питательной воды не блочных электростанций, для блоков с барабанными и прямоточными котлами, очистки барабанного котла "на ходу", для пассивации металла после химической очистки минеральными кислотами.

3. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) гидразин

— химическое соединение, обладающее сильными восстановительными свойствами, обуславливающее восстановление кислорода, нитритов, окислов железа и меди, создающее на поверхности металла теплоэнергетического оборудования устойчивую защитную пленку как при рабочих параметрах, так и при низких температурах, обеспечивающее надежную и экономичную эксплуатацию энергетического оборудования;

2) питательная вода

— вода, подаваемая в паровой котел в качестве исходного материала для получения пара;

3) гидразин

— гидрат

— бесцветная жидкость, легко поглощающая из воздуха воду, углекислоту и кислород, токсичен при концентрациях превышающих 40 % горючих элементов;

4) гидразин-сульфат

—

твердое вещество, плохо растворимое в холодной воде, плавится при температуре 245 градусов Цельсия, хорошо растворим в водном растворе гидроксида натрия, обладает кислыми свойствами, не горюч, токсичен.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Расчет норм расхода гидразина для тепловых электростанций

4. Годовая норма расхода 100 % - ного гидразина (φ) для обработки питательной воды составляется для барабанных котлов не блочных электростанций определяется по формуле, килограмм (далее - кг):

$$\varphi_1 = (\sum Dq_1 + nDq_3 \cdot 24 + nD_{ост}q_4) \cdot 10^{-6} \quad (1)$$

5. Годовая норма расхода 100 % - ного гидразина (φ) для обработки питательной воды составляется для блоков с барабанными и прямоточными котлами определяется по формуле, кг:

$$\varphi = (\sum Dq_2 + nDq_3 \cdot 24 + nD_{ост}q_4) \cdot 10^{-6} \quad (2)$$

где
 $\sum D$ — суммарный годовой расход питательной воды, кубический метр (далее - м³);

n — число пусков и остановов котла за год;

D — средний пусковой расход питательной воды, кубический метр /час (далее - м³/ч);
 24 —

продолжительность увеличенного расхода гидразина в пусковые режимы, час (далее - ч);

$D_{ост}$

расход питательной воды за последний час перед остановом, м³;

q_1

расходная норма гидразина для обработки питательной воды при дозировке его во всасывающий коллектор бустерного насоса, микрограмм/килограмм (далее - мкг/кг);

q_2 - расходная норма гидразина при вводе его в конденсатный тракт, мкг/кг;

q_3

расходная норма гидразина в пусковые режимы работы блоков (котлов), мкг/кг;

q_4

расходная норма гидразина для обработки питательной воды за 1 ч до остановки блока, мкг/кг. Возможно использование рабочего раствора, применяемого для обработки котловой воды.

6. Для пусковых блоков (котлов) или при наладке гидразинной обработки на эксплуатирующихся котлах расходная норма для питательной воды увеличивается в 3 раза на срок 3 месяца.

7. Норма расхода 100 %- ного гидразина (

φ

) для проведения консервации оборудования определяется по формуле, кг:

$$\varphi = q \cdot V_k \cdot k \cdot 10^{-3}$$

(3)

где q

рабочая концентрация гидразина в котле, грамм/килограмм (далее - г/кг);

V_k

водяной объем котла, м³;

k

коэффициент запаса, зависящий от параметров котла, загрязненности поверхностей нагрева, технологии выполнения консервации для котлов с давлением более 15,5 мега Паскаль (далее - МПа) составляет 1,2 - 1,3, для котлов с давлением 11 МПа составляет 1,4 - 1,6.

8. Норма расхода 100 %-ного гидразина (

φ

) для очистки барабанного котла "на ходу" определяется по формуле, кг:

$$\varphi = D \cdot q \cdot \tau \cdot 10^{-3}$$

(4)

где D

— номинальный расход питательной воды, кубический метр/час (далее - м³/ч);

q

— расходная норма гидразина, дозируемого в питательную воду, миллиграмм/килограмм (далее - мг/кг);

t

— продолжительность очистки, ч.

9. Норма расхода 100 %-ного гидразина (

φ

) на одну пассивацию металла после химической очистки минеральными кислотами определяется по формуле, кг:

$$\varphi = V \cdot q \cdot K_n \cdot 10^{-3}$$

(5)

V

— объем промывочного контура, м³;

q

— концентрация гидразина при пассивации, мг/кг;

K_n

— коэффициент, зависящий от поверхности контура, содержания продуктов коррозии и длительности операции, составляет 1,5

1.

10. Общую годовую потребность в гидразине для блоков (котлов) электростанций определяется с учетом местных условий.

Глава 3. Требования по техники безопасности при использовании гидразина

11. При работе с растворами гидразина соблюдаются Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859).

Приложение 21
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по приемке из ремонта в эксплуатацию ответственных узлов систем пылеприготовления котельных установок с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по приемке из ремонта в эксплуатацию ответственных узлов систем пылеприготовления котельных установок с установленной мощностью 100 гигакалорий в час (далее – Гкал/час) и более (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для оценки технических требований при приемке из ремонта в эксплуатацию ответственных узлов систем пылеприготовления котельных установок с установленной мощностью 100 Гкал/час и более.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Методические указания содержат технические требования ответственных узлов систем пылеприготовления котельных установок с установленной мощностью 100 Гкал/час и более.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) термопара

—
термоэлектрический преобразователь;

2) газозовдухпровод

—
система металлических труб, предназначенная для отвода газов, образующихся при сгорании топлива, и подвода воздуха в топку от воздуходувок;

3) система пылеприготовления

—
комплекс оборудования, необходимого для размолота топлива, его сушки и подачи пыли в топочные устройства;

4) система пневмообрушения

—
система, предназначенная для предотвращения зависания сыпучих материалов;

5) трубка Прандтля - аэродинамический прибор для измерения динамического давления.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Приемка из ремонта в эксплуатацию тракта сырого топлива перед мельницей

4. Технические требования к тракту сырого топлива предъявляются в соответствии с Правилами взрывобезопасности топливоподачи для приготовления и сжигания пылевидного топлива, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 января 2015 года № 39 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10549) (далее - Правила взрывобезопасности) и Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее

—
ПТБ станций и сетей).

Тракт сырого топлива содержит:

- 1) бункер сырого топлива;
- 2) питатель сырого топлива;
- 3) течку сырого топлива от питателя к мельнице.

5. Технические требования к состоянию предварительно опорожненного бункера сырого топлива производятся с применением средств побуждения движения топлива в бункере:

1) при осмотре на внутренней поверхности стен бункера имеется плоская гладкая поверхность, защищенная антикоррозионным покрытием или облицованная гидрофобным материалом;

2) при обнаружении приваренных к стенам бункера металлических уголков, обрезков труб, использованных при строительстве лесов во время монтажа или ремонта срезаются автогенном посторонние элементы;

3) при обнаружении грубых необработанных сварных швов, соединяющих между собой металлические листы стен бункера производится механическая зачистка до металлического блеска очагов коррозии.

6. Технические требования к вибраторам на ложном листе внутри бункера:

1) толщина ложного листа, обеспечивающая его жесткость, составляет 10-12 миллиметров (далее

—
мм);

2) ложный лист крепится на внутренней поверхности стены бункера в четырех точках по углам листа;

3) узел крепления состоит из приваренной к ложному листу шпильки, нанизанной на нее и размещенной между ложным листом и стеной бункера резиновой прокладки толщиной от 20 до 40 мм и витой металлической пружины, установленной концентрично шпильке на внешней стороне стены бункера;

4) сжатие пружины обеспечивается затягиванием гайки и контргайки на наружном конце шпильки;

5) крепление вибратора осуществляется по центру ложного листа с помощью горизонтальной стойки;

6) на наружном конце стойки располагается вертикальная площадка, на которой устанавливается вибратор;

7) жесткость крепления обеспечивается конструкцией стойки, выполненной из двух сваренных между собой швеллеров длиной от 150 до 250 мм;

8) внутри бункера ложный лист закрывается металлическим козырьком, приваренным к стене бункера;

9) мощность вибратора и площадь ложного листа выбирается из расчета от 0,8 до 1,0 киловатт мощности на 1 квадратном метре поверхности листа;

10) вал двигателя вибратора установить горизонтально.

7. При обнаружении разрушения защитного козырька над ложным листом, износа резиновых прокладок между ложным листом и стеной бункера, обрыва шпилек в местах приварки к ложному листу, разрушения или деформация пружинных амортизаторов восстанавливаются поврежденные детали и элементы в соответствии с предъявляемыми техническими требованиями.

8. Приемка из ремонта системы пневмообрушения топлива в бункере:

1) ресивер объемом не менее 0,5 кубических метров с давлением воздуха в ресивере от 0,6 до 0,8 мега Паскаль;

2) сопла с углом раскрытия около 30 градусов, размещенные по высоте бункера в 4 яруса с расстоянием между ними 2 метра (далее - м);

3) ярусы с установкой по 8 сопел на расстоянии 1 м от углов бункера с направлением вниз под минимально возможным углом от 2 до 3 градусов к стене бункера;

4) системы трубопроводов диаметром около 100 мм, соединяющих ресивер с каждым ярусом сопел и сопла каждого яруса между собой;

5) быстродействующие запорные клапаны с электромагнитным приводом, установленные по одному в трубопроводах каждому ярусу сопел.

9. Производится проверка быстродействия и плотности закрытия каждого электромагнитного клапана, отбраковка клапанов, не удовлетворяющих требованиям.

10. К основным недостаткам, снижающим эффективность работы системы пневмообрушения относятся:

1) недостаточное давление сжатого воздуха в ресивере;

2) ненадежная работа электромагнитных клапанов.

11. При обнаружении недостаточного давления сжатого воздуха в ресивере, выделяется компрессор в самостоятельную и изолированную от других потребителей сжатого воздуха систему, обслуживающую только системы пневмообрушения в бункерах сырого угля тепловых электрических станций (далее

ТЭС) для обеспечения необходимого давления сжатого воздуха в ресиверах систем пневмообрушения.

12. При обнаружении ненадежной работы электромагнитных клапанов произвести восстановительный ремонт или заменить дефектные клапаны на новые.

13. Приемка из ремонта вибраторов, установленных на подвесном бункере:

1) подбункер подвешивается к бункеру на вертикальных пружинных подвесках, закрепленных торцами на жестких горизонтальных кронштейнах, приваренных к наружным стенам бункера в его нижней части и подбункера в его верхней части;

2) уплотнение разъема между бункером и подбункером осуществляется с помощью лабиринтного уплотнения, заполненного речным песком или сухой золой;

3) разъем между выходным сечением подбункера и входным патрубком угольного затвора или питателя топлива уплотняется резиновыми уплотнениями;

4) вибратор устанавливается на горизонтальной стойке, приваренной к наружной стене подбункера на одну треть части его высоты от выходного сечения;

5) вал двигателя вибратора устанавливается строго горизонтально.

14. При обнаружении трещин или разрушения сварных швов в местах крепления кронштейнов к стенам бункера и подбункера, стойки вибратора к стене подбункера, разрушении или остаточной деформации пружинных подвесок и нарушении плотности лабиринтного и резинового уплотнений восстанавливаются поврежденные детали и элементы в соответствии с предъявляемыми к ним требованиями.

15. Приемка из ремонта первичного датчика технологической защиты, действующего на останов питателя сырого топлива при снижении уровня топлива в бункере:

1) узел крепления датчика технологической защиты установлен на перекрытии бункера сырого топлива;

2) к узлу крепления подвешен вертикально емкостный электрод, выполненный из нержавеющей стали;

3) при кратерном истечении топлива из бункера, нижний конец электрода установлен в устье образующейся в бункере воронки на высоте 2 м над рабочим органом питателя сырого топлива.

16. Проверяется правильность установки емкостного электрода после отключения защитой питателя при срабатывании топлива из бункера:

1) при нарушении токопроводящего контакта в месте подвески электрода к узлу его крепления зачищается место контакта подвесного электрода с узлом его крепления;

2) при неправильной ориентации емкостного электрода относительно устья воронки в бункере, передвигается узел крепления электрода в точку на перекрытии бункера, лежащую на вертикальной оси воронки.

17. Приемка из ремонта питателя сырого топлива производится согласно Правилам взрывобезопасности и ПТБ станций и сетей.

18. Питатель сырого топлива содержит:

1) регулятор высоты слоя топлива, транспортируемого питателем;

2) датчик технологической защиты, действующей на включение средств побуждения движения топлива при прекращении его выхода из бункера;

3) питатель при обкатке на холостом ходу;

19. Технические требования к питателю сырого топлива:

1) регулятор высоты слоя топлива, транспортируемого питателем;

2) датчик технологической защиты, действующей на включение средств побуждения движения топлива при прекращении его выхода из бункера;

3) питатель при обкатке на холостом ходу;

4) течку сырого топлива от питателя к мельнице.

20. При приемке из ремонта регулятора высота слоя топлива, высота выходного сечения приемного патрубка питателя топлива обеспечивается 400 мм для ленточного питателя и 0,85 высоты поперечного сечения под столом одноступенчатого скребкового питателя. Производительность питателя регулируется только частотой вращения его двигателя.

21. Приемка из ремонта регулятора высоты слоя топлива производится прямым измерением высоты сечения между нижним торцом "ножа" регулятора и лентой ленточного или столом скребкового питателя.

22. При обнаружении недостаточной высоты вертикального сечения под "ножом" регулятора, определяющей высоту транспортируемого питателем слоя топлива поднять "нож" регулятора на требуемую высоту.

23. При осмотре датчика технологической защиты поднимается флажок датчика в горизонтальное положение и отпускается. Удостоверяются в том, что флажок беспрепятственно принимает вертикальное положение и концевик на наружном конце оси датчика замыкает контакты реле защиты.

24. Одновременно проверяются действия защиты и системы побуждения движения топлива в бункере:

- 1) значение выдержки времени перед включением в работу 10 секунд;
- 2) расчетное быстроедействие электромагнитных клапанов в системе пневмообрушения;
- 3) цикличность работы вибраторов с электромагнитным приводом - продолжительность включенного состояния до 20 секунд и паузы между включениями до 3 минут.

25. При обнаружении заедания, препятствующего свободному вращению оси датчика в подпятниках и сбоев установки концевика на наружном конце оси устранить дефекты, препятствующие нормальной работе датчика.

26. Технические требования к питателю при обкатке на холостом ходу:

- 1) скребковая цепь и лента ленточного питателя натянуты без перекосов;
- 2) ток электродвигателя питателя при его работе на холостом ходу не превышает установленного заводом значения;
- 3) скребковая цепь, лента двигаются плавно, без рывков и заеданий;
- 4) лента не "сходит" с барабанов;
- 5) диапазон частоты вращения двигателя питателя обеспечивается расчетным диапазоном производительности при заданной высоте слоя транспортируемого топлива

27. Техническое состояние определяется измерением и сопоставлением с расчетным значением тока холостого хода, и визуальной оценкой плавности движения рабочего органа питателя и центровки его на ведомом барабане.

28. Производительность питателя определяются по формуле, тонн/час (далее - т/ч):

$$B = 60$$

·
π
·
d
·
n

$$i \cdot b \cdot h \cdot \gamma_{\text{нас}} \quad (1)$$

где d

диаметр приводного барабана ленточного или звездочки скребкового питателя, м;
60

переводной коэффициент в час;

n

частота вращения двигателя питателя, минута в минус первой степени (далее - мин⁻¹);

i

передаточное число редуктора;

b и h

соответственно ширина и высота слоя топлива на выходе из приемного патрубка питателя, м;

π

- математическая константа, равная 3,14;

γ

$\gamma_{\text{нас}}$ - насыпная плотность топлива, тонна/кубический метр (далее - т/м³).

29. Техническое состояние в системах пылеприготовления с прямым вдуванием:

1) необходимая минимальная производительность питателя формуле, т/ч:

$$B_{\text{мин}} = 0,6(B_{\text{к}})_{\text{л}}/Z_{\text{п}} \quad (2)$$

где $(B_{\text{к}})_{\text{л}}$ - расход поступающего на ТЭС топлива лучшего качества, необходимый для несения котлом номинальной нагрузки, т/ч;

$Z_{\text{п}}$ - количество установленных на котле систем пылеприготовления (питателей), штук;

0,6 - коэффициент, учитывающий необходимость использования в параллельной работе всех установленных на котле систем пылеприготовления в диапазоне нагрузок котла 60

100%;

2) максимальную производительность питателя определять по формуле:

$$B_{\text{макс}} = (B_{\text{к}})_{\text{ух}} / (Z_{\text{п}} - 1) \quad (3)$$

где $(B_{\text{к}})_{\text{ух}}$ - расход поступающего на ТЭС топлива ухудшенного качества, необходимый для несения котлом номинальной нагрузки, т/ч;

1

переводной коэффициент ухудшенное качество топлива.

30. При общем регулировании частоты вращения двигателей всех установленных на котле питателей, частоты вращения их двигателей синхронизируется во всем диапазоне регулирования.

31. При разбежке в частоте вращения двигателей питателей свыше 5% при постоянном положении траверзы плоского контроллера и при повышении напряжения в системе бесступенчатого регулирования частота вращения двигателей отдельных питателей регулируется индивидуальными регуляторами.

32. Приемка из ремонта течи сырого топлива от питателя к мельнице:

1) проверка плотности течи производится визуальным осмотром с открытым факелом при опрессовке системы пылеприготовления, мигалка при этом принудительно закрыта;

2) проверка от руки легкости хода клапанов мигалки;

3) проверка правильности расположения груза на рычагах мигалки.

33. При возможном локальном сквозном износе стенок течи заменяются изношенные участки течи.

34. При обнаружении заедания осей клапанов в подшипниках вследствие прогнутости осей и дефектов подшипников заменяются дефектные оси клапанов и подшипников.

35. При размещении грузов на рычагах мигалки не соответствующих требуемому положению проверяются положения грузов на рычагах мигалки. Окончательная регулировка положения грузов на рычагах производится при подаче в мельницу топлива.

Глава 3. Приемка из ремонта в эксплуатацию тракта сушильно-вентилирующего агента перед мельницей

36. Технические требования к тракту сушильно-вентилируемого агента предъявляются согласно Правил взрывобезопасности и ПТБ станций и сетей.

Тракт сушильно-вентилируемого агента содержит:

- 1) газоздухопровод высокотемпературного сушильно-вентилирующего агента от распределительного короба до мельницы;
- 2) газозаборную шахту высокотемпературного сушильного агента;
- 3) нисходящий участок газоздухопровода непосредственно перед мельницей;
- 4) расходомерное устройство сушильно-вентилирующего агента;
- 5) первичный датчик измерительного комплекса температуры сушильно-вентилирующего агента;
- 6) устройство отбора давления сушильно-вентилирующего агента перед мельницей;
- 7) устройство отбора пробы сушильно-вентилирующего агента для химического анализа на определение содержания в нем кислорода;
- 8) технологическую блокировку клапанов в газоздухопроводе сушильно-вентилирующего агента перед мельницей.

37. Технические требования газоздухопровода высокотемпературного сушильно-вентилирующего агента от распределительного короба до мельницы:

- 1) на трассе этого участка последовательно устанавливаются два плотных поворотных клапана - первый по ходу сушильного агента - запорный, второй - запорно-регулирующий;
- 2) между этими клапанами устанавливается атмосферный клапан и осуществляется врезка газоздухопровода низкотемпературного сушильного агента, в котором устанавливается плотный полнопроходный запорно-регулирующий клапан;
- 3) в схеме с индивидуальным вентилятором сушильного агента, установленным перед мельницей, описанный участок газоздухопровода с арматурой размещается на стороне всасывания вентилятора;
- 4) в схемах с сушкой топлива высокотемпературными топочными газами арматура в газозаборной шахте не устанавливается.

38. При приемке из ремонта газоздухопроводов высокотемпературного сушильно-вентилирующего агента от распределительного короба до мельницы проверяются плотность запорных, запорно-регулирующих клапанов и атмосферного клапана при опрессовке системы пылеприготовления. При неплотном закрытии и неполном открытии клапанов вследствие неправильной установки дистанционных концевиков (далее

—
КДУ) или механизмов исполнительных оборотных (далее

—
МЭО) устанавливаются концевики КДУ или МЭО клапанов в положение, обеспечивающее полный рабочий диапазон перемещения запорно-регулирующего органа клапана.

39. Технические требования к газозаборной шахте высокотемпературного сушильного агента:

1) с целью защиты газозаборной шахты от разрушения сырым топливом шахта выполняется с изломом над вертикальным участком перед мельницей, на котором осуществляется сушка топлива;

2) на участке газозаборной шахты до места врезки течи сырого топлива организуется измерение его аэродинамического сопротивления, косвенно характеризующего расход сушильного агента;

3) в стенах газозаборной шахт в начале ее вертикального участка или в тече сырого топлива устанавливаются распыливающие форсунки для впрыска воды;

4) при установке в стенах газозаборной шахты форсунки размещаются в специальных коробах из жаропрочной нержавеющей стали, заполненных диатомовой крошкой. Головки форсунок устанавливаются под углом не менее 45 градусов к горизонту;

5) размещение форсунок обеспечивается в течках сырого топлива для надежной их работы.

40. Приемка из ремонта исходящего участка газовоздухопровода непосредственно перед мельницей:

1) нисходящий участок газовоздухопровода перед мельницей выполняется под углом к горизонту не менее 60 градусов и длиной не менее 3 м;

2) в компоновке с тангенциальной молотковой мельницей нисходящий участок выполняется в виде наклонного короба с прямоугольным сечением, смежного с находящейся над ним течкой сырого топлива. При этом ширина короба равна длине размольной камеры мельницы, а длина короба вместе со входным патрубком должна составлять не менее 3 м;

3) внутри короб разделен по всей длине двумя сплошными перегородками на три равновеликих сечения для обеспечения равномерной вентиляции размольной камеры мельницы;

4) перегородки начинаются в предвключенном наклонному коробу газовоздухопроводе и входят в него на длину не менее 1,5 м;

5) в верхней части наклонного короба независимо от типа мельницы в каждом из равновеликих сечений устанавливается по одной форсунке для впрыска распыленной воды в экстремальных режимах работы системы пылеприготовления.

41. Проверка производится визуальным осмотром мест повреждения и разрушения футеровки и компенсаторов газозаборной шахты.

42. При обнаружении локальных повреждений и разрушений футеровки газозаборной шахты, прогорании компенсаторов газозаборной шахты восстанавливаются поврежденные компенсаторы и футеровку газозаборной шахты.

43. При обнаружении неправильной установки форсунок, приводящей к попаданию воды на стены газозаборной шахты устанавливаются в газозаборной шахте форсунки.

44. Технические требования к нисходящему участку газовоздухопровода непосредственно перед мельницей:

1) нисходящий участок газовоздухопровода перед мельницей выполняется под углом к горизонту не менее 60 градусов и длиной не менее 3 м;

2) в компоновке с тангенциальной молотковой мельницей нисходящий участок выполняется в виде наклонного короба с прямоугольным сечением, смежного с находящейся над ним точкой сырого топлива. При этом ширина короба равна длине размольной камеры мельницы, а длина короба вместе со входным патрубком должна составлять не менее 3 м;

3) внутри короб разделен по всей длине двумя сплошными перегородками на три одинаковых сечения для обеспечения равномерной вентиляции размольной камеры мельницы;

4) перегородки начинаются в предвключенном наклонному коробу газовоздухопровода и входят в него на длину не менее 1,5 м;

5) в верхней части наклонного короба независимо от типа мельницы в каждом из сечений устанавливается по одной форсунке для впрыска распыленной воды в экстремальных режимах работы системы пылеприготовления.

45. При обнаружении сквозного износа стенки короба, смежной с точкой сырого топлива, несоосности головки форсунки относительно секции наклонного короба заменяются изношенные стенки и выставляют форсунки соосно с наклонным коробом.

46. Технические требования к расходомерному устройству сушильно-вентилирующего агента:

1) расходомерное устройство в зависимости от компоновки газовоздухопроводов котла устанавливается в каждом из трактов высокотемпературного и низкотемпературного - сушильного агента с последующим суммированием результатов измерения;

2) в качестве штатных расходомерных устройств применяются расходомеры переменного перепада со встроенными в тракт сушильного агента сужающими устройствами;

3) перепад давлений, измеряемый сужающим устройством или мультипликатором, используется в качестве импульса в автоматическом регуляторе расхода сушильно-вентилирующего агента на систему пылеприготовления;

4) в системах пылеприготовления с использованием сушильного агента высокотемпературных топочных газов в качестве индикатора расхода сушильного агента используется перепад давлений, измеряемый на участке газозаборной шахты до места врезки.

47. При обнаружении отклонений выше допустимых в размерах и профиле сужающего устройства, нарушении остроты кромки измерительной диафрагмы, отложения золы в проточной части сужающего устройства и в отборах давления, производится тарировка сужающего устройства пневмометрическими трубками Прандтля, предварительно удалив отложения золы и на основании полученной характеристики скорректировать всю систему измерения расхода сушильно-вентилирующего агента.

48. Технические требования к первичному датчику измерительного комплекса температуры сушильно-вентилирующего агента:

1) в качестве первичного датчика для измерения температуры подаваемого в систему пылеприготовления сушильно-вентилирующего агента используются термопары;

2) для измерения температуры до 600 градусов Цельсия (далее -

С) применяются термопары хромель - копелевые (далее

ТХК), а для температуры от 600

С до 900

С

термопары хромель - алюминиевые. Для изоляции электродов термопар применяются фарфоровые или шамотные одно- и двухканальные бусы, магнезитовые трубочки;

3) для защиты электродов используются керамические и металлические чехлы, изготовленные из жаропрочной стали, открытые со стороны рабочего конца для уменьшения тепловой инерции термопары;

4) термопара устанавливается в газоздухопроводе сушильно-вентилирующего агента вблизи расходомерного сужающего устройства.

49. Оценка технического состояния производится проверкой наличия технической документации на термопары, срока ее эксплуатации, визуальным осмотром места установки термопары и просроченностью даты последней поверки термопары в лаборатории цеха тепловой автоматики и измерений.

50. При обнаружении наличия в газоздухопроводе перед термопарой посторонних предметов, искажающих естественное обтекание потоком сушильного агента термопары производится внеочередная поверка термопары в лаборатории цеха тепловой автоматики и измерений.

51. Технические требования к устройству отбора давления сушильно-вентилирующего агента перед мельницей:

1) отбор давления сушильно-вентилирующего агента перед мельницей осуществляется штуцерами при аксиальных молотковых мельницах штуцера устанавливается по одному в каждом аксиальном кармане мельницы с последующим объединением отборов в одну импульсную линию;

2) отбор давления сушильно-вентилирующего агента перед мельницей осуществляется штуцерами при тангенциальных молотковых мельницах штуцера, устанавливается по одному в каждом из трех сечений нисходящего наклонного короба сушильного агента перед ротором мельницы, также с последующим объединением отбора в одну импульсную линию;

3) отбор давления сушильно-вентилирующего агента перед мельницей осуществлять штуцерами, при шаровых барабанных мельницах штуцер устанавливать перед местом врезки течи сырого топлива в газоздухопровод;

4) отбор давления сушильно-вентилирующего агента перед мельницей осуществляется штуцерами, при среднеходных мельницах штуцер устанавливается в коробе под соплами сушильно-вентилирующего агента, встроенными в размольный стол мельницы;

5) отбор давления сушильно-вентилирующего агента перед мельницей осуществляется штуцерами, при мельницах-вентиляторах штуцер устанавливается на стенке газозаборной шахты перед запорным шибером, штуцера устанавливаются строго вертикально к стенке газоздухопровода с тем, чтобы исключить влияние динамического напора на измеряемое статическое давление (разрежение);

6) внутренняя поверхность стенки газоздухопровода в месте и вблизи установки штуцера выполняется абсолютно гладкой и чистой, без подтеков от сварки;

7) не допускается установка штуцеров вблизи местных сопротивлений;

8) штуцер оснащается плотной съемной крышкой для его прочистки.

52. Оценка технического состояния производится визуальным осмотром газоздухопровода изнутри в месте установки штуцера на предмет отсутствия местных сопротивлений и наличия абсолютной чистоты стенки газоздухопровода в месте приварки штуцера.

53. При обнаружении установки штуцера с наклоном к стенке газоздухопровода, наличии местных сопротивлений в газоздухопроводе вблизи установки штуцера, наличии на внутренней поверхности стенки газоздухопровода в месте установки штуцера подтеков сварки, приваренных обрезков арматуры и наличии отложений топлива и золы в штуцере и примыкающей к нему импульсной линии, устанавливается штуцер.

54. Технические требования к устройству отбора пробы сушильно-вентилирующего агента для химического анализа на определение содержания в нем кислорода:

1) содержание кислорода определяется при использовании в качестве сушильно-вентилирующего агента дымовые газы;

2) пробы сушильно-вентилирующего агента для определения в них содержания кислорода отбираются из газоздухопровода перед мельницей в системах пылеприготовления, работающих под давлением;

3) пробы отбираются через штуцера.

55. Приемка из ремонта отбора проб сушильно-вентилирующего агента на химический анализ производится визуальным осмотром, аналогичным осмотру отборов давления сушильно-вентилирующего агента.

56. Технические требования к технологической блокировке клапанов в газоздухопроводе сушильно-вентилирующего агента перед мельницей:

1) производится проверка автоматического открытия атмосферного клапана в газоздухопроводе сушильно-вентилирующего агента перед мельницей после полного закрытия запорного клапана и запорно-регулирующих клапанов в газоздухопроводах высоко- и низкотемпературного сушильного агента;

2) производится проверка автоматического закрытия атмосферного клапан после начала открытия одного из вышеуказанных клапанов;

3) производится проверка импульса для срабатывания блокировки - замыкание на закрытие и размыкание на открытие концевиков КДУ или МЭО всех запорно-регулирующих и запорного клапанов.

57. При неправильной установке концевиков на КДУ и МЭО запорного и запорно-регулирующих клапанов в трактах сушильно-вентилирующего агента перед мельницей выставляются концевики на КДУ и МЭО запорного и запорно-регулирующих клапанов в тракте сушильно-вентилирующего агента перед мельницей в положение, обеспечивающее работоспособность технологической блокировки.

Глава 4. Приемка из ремонта в эксплуатацию пылепроводов

58. Технические требования к пылепроводам предъявляются согласно Правил взрывобезопасности и ПТБ станций и сетей.

59. Пылепроводы содержат:

1) пылепроводы систем пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку котла;

2) пылепровод между сепаратором и пылераспределителем;

3) пылепроводы между пылераспределителями и горелками котла;

4) пылепроводы систем пылеприготовления с бункером пыли.

60. Пылепроводы систем пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку котла включают:

1) пылепровод между сепаратором и пылераспределителем;

2) пылепроводы между пылераспределителями и горелками котла.

61. Технические требования к пылепроводам между сепаратором и пылераспределителем:

1) на участке пылепровода между сепаратором и пылераспределителем устанавливается плотный ремонтный шибер, предназначенный для отключения мельницы и сепаратора от топки при проведении их ремонта на работающем котле;

2) по окончании ремонта шибер извлекается из фланцев и заменяется на проставку с проходным сечением, равным сечению пылепровода, что предотвращает отложения пыли во фланцах;

3) на участке пылепровода между сепаратором и пылераспределителем устанавливаются первичные датчики измерительного комплекса температуры пылегазовоздушной смеси за сепаратором;

4) в качестве первичных датчиков используются термоэлектрические преобразователи.

62. Оценка технического состояния производится визуальным осмотром наличия механических повреждений шибера, фланцев, уплотнения фланцев и проверкой плотности уплотнения при опрессовке системы пылеприготовления.

63. При обнаружении заедания шибера и проставки во фланцах при их перемещении вплоть до заклинивания, вызванного перекосом фланцев вследствие тепловых расширений пылепровода и неплотностей в уплотнении фланцев шибера, растягиваются фланцы с помощью домкрата до зазора, обеспечивающего свободное перемещение в них шибера.

64. Технические требования к пылепроводам между пылераспределителями и горелками котла:

1) при работе систем пылеприготовления шибера заменяются проставками с проходным сечением;

2) при отсутствии в коротких пылепроводах специальных дроссельных вставок, выравнивающих аэродинамическое сопротивление и подключенных к одному пылераспределителю пылепроводов, верхняя часть проставок в коротких пылепроводах выполняется в виде плоской сегментной диафрагмы;

65. При обнаружении абразивного износа верхней части проставки заменяется дроссельная проставка с изношенной сегментной диафрагмой на новую проставку с проходным сечением, размеры которого уточняются по результатам тарировки.

66. В пылепроводы систем пылеприготовления с бункером пыли включаются:

1) пылепровод за шаровой барабанной мельницей и за сепаратором молотковой или среднеходной мельницы;

2) точки возврата грубой пыли из сепаратора в мельницу;

3) точка пыли под циклоном;

4) пылепровод перед мельничным вентилятором;

5) основные пылепроводы от короба первичного воздуха до горелок.

67. Технические требования к состоянию пылепровода за шаровой барабанной мельницей и за сепаратором молотковой или среднеходной мельницы:

1) устанавливаются первичные датчики измерительного комплекса температуры пылегазовоздушной смеси, аналогичные датчикам для систем пылеприготовления с прямым вдуванием.

68. Технические требования к течкам пыли под циклоном:

1) в течке пыли под циклоном устанавливаются последовательно две мигалки с расстоянием между ними более 0,6 м;

2) между мигалками устанавливается металлическая сетка для задержания щепы и мусора, а также штуцер с плотной крышкой с целью отбора проб пыли для ситового анализа;

3) выше верхней мигалки примерно на 0,8 м устанавливается штуцер для отбора разрежения, служащего импульсом в цепях предупредительной технологической сигнализации о засорении сетки под циклоном;

4) второй отбор разрежения, служащего импульсом для технологической защиты, действующей на останов системы пылеприготовления при забивании пылью циклона, производится через аналогичный штуцер, установленный снизу цилиндрической части циклона.

69. Оценка технического состояния течек пыли под циклоном производится визуальным осмотром сетки и проверкой при опрессовке системы пылеприготовления плотности лючка, служащего для доступа к сетке, и крышек штуцеров для отбора проб пыли и разрежения.

70. При обнаружении разрыва сетки, наличии на ней мусора, неплотностей в уплотнениях контролируемых элементов, закупорки пылью и мусором атмосферных отверстий в начале отводов импульсных линий от штуцеров для отбора разрежения заменить поврежденную сетку на новую, очистить сетку мусора, устраняются неплотности и прочищаются забитые атмосферные отверстия в импульсных линиях.

71. Технические требования к пылепроводу перед мельничным вентилятором. Перед мельничным вентилятором устанавливаются:

1) встроенный регулирующий шибер;

2) первичный датчик температуры сушильно-вентилирующего агента для контроля за отсутствием конденсации влаги на стенках пылепровода.

72. Оценка технического состояния производится проверкой рабочего диапазона перемещения шибера.

73. При обнаружении повышенного люфта шибера на оси и неправильной установки концевиков на КДУ и МЭО шибера устраняется люфт и настраиваются концевики.

74. При обнаружении неплотностей в месте прохода чехла термопары сквозь стенку пылепровода уплотняются места установки термопары.

75. Приемка из ремонта основных пылепроводов от короба первичного воздуха к горелкам. На отводах пылепроводов от короба первичного воздуха на участках до смесителей пыли устанавливаются:

1) встроенный шибер;

2) расходомерное устройство;

3) дроссельная вставка (труба Вентури или сегментная диафрагма) в коротких пылепроводах для выравнивания аэродинамического сопротивления пылепроводов, подключенных к коробу первичного воздуха;

4) непосредственно перед горелкой устанавливается ремонтный шибер, заменяемый при работе системы пылеприготовления на проставку с проходным сечением, равным сечению пылепровода.

76. При обнаружении неравномерности распределения воздуха по пылепроводам более 15% корректируется аэродинамическое сопротивление пылепроводов или заменяются дроссельные вставки.

Глава 5. Приемка из ремонта в эксплуатацию конструкций и компоновок ответственных узлов систем пылеприготовления

77. В настоящих Методических указаниях приемка из ремонта конструкций и компоновок ответственных узлов систем пылеприготовления составлена согласно Правилам взрывобезопасности и ПТБ станций и сетей.

78. Бункер и питатель сырого топлива. Принимаются общие требования, обеспечивающие бесперебойное истечение топлива из бункера с максимальным использованием его номинальной емкости.

79. Оптимальная форма бункера - повернутая вершиной вниз осесимметричная усеченная пирамида.

80. Угол наклона стен бункера к горизонту принимается:

1) 75 градусов для шламов, промпродукта мокрого обогащения и топлив с близкими к ним сыпучими свойствами;

2) 70 градусов для остальных топлив.

81. Минимальный размер выходного сечения бункера, исключаящий сводообразование, принимается:

1) 1600 мм - для шламов и промпродукта мокрого обогащения;

2) 700 мм

для экибастузских углей;

3) 1000 мм - для остальных топлив.

82. Внутренние грани углов бункера скругляются по всей высоте бункера вогнутыми радиусом от 0,3 до 0,5 м металлическими накладками. Сварные швы между накладками и стенами бункера обработать шлифовальной машинкой.

83. Минимальный угол наклона к горизонту стен переходного патрубка от выходного отверстия бункера к приемному патрубку питателя топлива принимается равным углу наклона стен бункера.

84. Минимальный размер любого поперечного горизонтального сечения переходного патрубка от бункера к питателю и приемного патрубка питателя принимается равным минимальному размеру выходного отверстия бункера.

85. Длина прямоугольного приемного патрубка питателя топлива принимается равной двум его ширины.

86. Стены приемного патрубка питателя принимаются строго вертикально. Общая высота приемного патрубка питателя над лентой ленточного питателя или над столом скребкового питателя и расположенного над патрубком принимается угольного затвора 1000 мм.

87. Высота выходного сечения приемного патрубка питателя топлива, определяющая высоту рабочего слоя топлива, транспортируемого питателем, принимается 400 мм для ленточного питателя и 0,85 высоты поперечного сечения под столом одноступенчатого скребкового питателя.

88. Производительность питателя регулируется только частотой вращения его двигателя.

89. Для исключения возможности замазывания топливом торца скребкового одноступенчатого питателя с последующим отключением его электрической защитой по перегрузу электродвигателя предусматривается:

1) установка над скребковой цепью, сразу после схода ее со стола, механического очистителя скребковой цепи, представляющего собой металлический лист толщиной от 10 до 12 мм и шириной на 20 мм меньше ширины скребка, свободно подвешенный на горизонтальной оси, приваренной концами к стенкам корпуса питателя;

2) расстояние между торцом стола питателя и ведомыми звездочками скребковой цепи обеспечивается достаточным для того, чтобы топливо не попадало на звездочки.

90. Над транспортируемым питателем слоем топлива максимально ближе к бункеру устанавливается датчик технологической защиты, действующей при прекращении выхода топлива из бункера на включение в работу штатных средств побуждения движения топлива в бункере.

91. В системах пылеприготовления с молотковыми мельницами длины выходного патрубка скребкового питателя и входного топливного патрубка мельницы принимаются равными длине размольной камеры мельницы.

92. Трасса течи сырого топлива от питателя к мельнице принимается прямолинейной, без изломов и максимально приближенной к вертикали.

93. Прохождение топлива по тече производится без помех. Минимальная интенсивность абразивного износа топливом стенок течи достигается исполнением

течки со строго прямоугольным поперечным сечением и закруглением внутренних углов металлическими вогнутыми накладками.

94. Надежная работа течи обеспечивается при изготовлении ее узких боковин из половинок разрезанной вдоль трубы диаметром 800 мм и исполнением "рабочих" стенок течи большей толщины и защитой ее поверхности от износа наваренными поперечно по всей длине течи арматурными прутками диаметром от 16 до 20 мм.

95. Участок течи между питателем и мигалкой принимается строго вертикально.

96. В прямоугольной тече сырого топлива рекомендуется установка нестандартных двухлепестковых мигалок с углового наклона клапанов к горизонту в закрытом положении 70 градусов и наклейкой на рабочей поверхности клапанов конвейерной ленты.

97. В компоновке с молотковой мельницей длины поперечного сечения течи, размольной камеры мельницы и выходного патрубка скребкового питателя принимаются равными.

98. В компоновке с тангенциальной молотковой мельницей течку сырого топлива выполняется смежной с расположенным под ней газоздухопроводом сушильно-вентилирующего агента.

99. Требования к схеме, компоновке и оснащению арматурой к датчикам контрольно-измерительных приборов газоздухопроводов перед мельницей:

- 1) ведется оперативный контроль за расходом сушильно-вентилирующего агента;
- 2) ведется регулирование температуры подаваемого в мельницу сушильного агента;
- 3) ведется оперативное снижение температуры сушильного агента в экстремальных режимах работы систем пылеприготовления;
- 4) производится плотное отключение подачи сушильного агента в мельницу;
- 5) ведется равномерное распределение сушильно-вентилирующего агента по длине ротора молотковой мельницы.

100. Пылепроводы выполняются сварными с минимально возможным количеством фланцев, ограничивающих быстро изнашиваемые участки.

101. Конструкция и компоновка пылепроводов выполняется исключая возможность отложения в них пыли и обеспечивающей равномерность распределения транспортирующего агента и пыли по пылепроводам 75 %.

102. В системах пылеприготовления с промежуточным бункером и подачей пыли к горелкам горячим воздухом короб первичного воздуха располагается выше пылепроводов. Участки пылепроводов перед смесителями пыли выполняются с уклоном 10 градусов в сторону последних.

103. На отводах пылепроводов от короба первичного воздуха между шибером и смесителем пыли устанавливаются расходомерные органы для контроля за расходом транспортирующего агента и дроссельные вставки, выравнивающие аэродинамическое сопротивление пылепроводов.

104. Для продувки забитых пылью пылепроводов сжатым воздухом на их прямых участках через каждые 6 м и на поворотах пылепроводов устанавливаются с наклоном в сторону движения транспортирующего агента штуцера диаметром 30 мм с плотными крышками на резьбе.

105. Повороты пылепроводов изготавливаются из износостойких материалов, исключая интенсивный локальный износ стенок.

106. Радиусы поворотов пылепроводов в системах пылепроводов высокой концентрации принимаются не менее 1000 мм.

107. Трассу пылепровода рециркуляции сушильного агента с напорной стороны мельничного вентилятора к мельнице выполняются подъемно-опускной с утлого наклона к горизонту 45 градусов и с установкой регулирующего клапана в сечении перегиба трубопровода.

108. На течках возврата пыли в мельницу из внутреннего и наружного конусов сепаратора и на общей течке возврата устанавливаются клапанные затворы-мигалки для предотвращения попадания горячего воздуха в сепаратор. На течке пыли под циклоном последовательно устанавливаются две мигалки, между которыми размещаются металлическая сетка для очистки поступающей в бункер пыли от щепы и мусора.

109. Принимаются средства для отбора давления потока пылегазовоздушной смеси по тракту системы пылеприготовления, используемого в качестве импульса для контрольно-измерительных приборов и автоматики технологических защит и сигнализации, обеспечивающие защиту от попадания пыли в импульсные линии и сокращать амплитуду пульсаций.

Приложение 22
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для анализа изменения удельных расходов топлива на электростанциях.

Методические указания являются рекомендацией, по обеспечению единого методологического подхода при эффективном распределении общего расхода топлива энергетическими котлами электростанций между отпускаемыми тепловой и электрической энергией.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях в качестве первичных звеньев, определяющих уровень экономичности производства энергии на электростанциях, приняты подгруппы оборудования электростанций. Изменение удельного расхода топлива по подгруппе обуславливается изменением экономичности оборудования, соотношением выработки электроэнергии и отпуска тепла внешним потребителям за счет пара частично или полностью отработавшего в турбоагрегатах. При неизменных показателях по каждой из подгрупп оборудования удельный расход топлива по группе оборудования и электростанции в целом определяется изменением доли участия каждой из подгрупп оборудования в общем отпуске энергии группой оборудования электростанции.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) подгруппа оборудования - совокупность пылеугольных, газомазутных котлов и совместно работающих с ними конденсационных турбоагрегатов или турбоагрегатов с регулируемым отбором пара соответствующего давления свежего пара. Для энергоблоков - одинаковой мощности;

2) группа оборудования
—
совокупность пылеугольной или газомазутной подгрупп;

3) экономичность оборудования
—
уровень ремонтного и эксплуатационного обслуживания, средние электрические и тепловые нагрузки.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Анализ изменения удельного расхода топлива на электроэнергию

4. Анализ изменения экономичности оборудования и изменения эффективности теплофикации производится с использованием показателей раздельного производства электроэнергии и тепла, соответствующих используемым ранее показателям конденсационного цикла. Анализ изменения удельных расходов топлива состоит из

двух этапов - анализа показателей раздельного производства электроэнергии и тепла и анализа эффективности теплофикации.

5. При определении влияния каждой из подгрупп оборудования наличие у показателя подстрочного индекса a означает его принадлежность к анализируемому, индекса b

к базовому периоду (по отношению к которому определяются составляющие изменения удельного расхода топлива). Подстрочный индекс i указывает на принадлежность показателя к подгруппе оборудования, если индекс i отсутствует.

6. Влияние каждой из подгрупп оборудования на изменение удельного расхода топлива по электростанции на электроэнергию, за счет изменения факторов при раздельном производстве производится по формулам:

1) изменение удельного расхода топлива в зависимости от экономичности оборудования:

$$\Delta b_{zi}^{p, \text{ЭК}} = (b_{zi}^p - b_{z\text{ЭЭ}}^p) \alpha_i^3 \quad (1)$$

$$\alpha_i^3 = \frac{\mathcal{E}_{\text{ЭЭ}i}}{\mathcal{E}_{\text{ЭЭ}}} \quad (2)$$

где

b_{zi}^p - удельный расход топлива на электроэнергию при раздельном производстве, грамм/кило Ватт час (далее - г/(кВт

ч);

α_i^3

экономичность оборудования;

$\mathcal{E}_{\text{ЭЭ}}$ - отпуск электроэнергии, тысяч кило Ватт час (далее - тыс. кВт

ч);

2) изменение удельного расхода топлива в зависимости от структуры отпуска электроэнергии:

$$\Delta b_{zi}^{p,cmf} = (b_{z\beta i}^p - b_{z\beta}^p)(\alpha_{ai}^3 - \alpha_{\beta i}^3) \quad (3)$$

3) изменение удельного расхода топлива всего по подгруппе оборудования:

$$\Delta b_{zi}^p = \Delta b_{zi}^{p,sk} + \Delta b_{zi}^{p,cmf} \quad (4)$$

7. Влияние каждой из подгрупп оборудования на изменение удельного расхода топлива на электроэнергию, за счет изменения факторов при совместном производстве:

1) соотношения объемов выработки электроэнергии и отпуска тепла отработавшим паром определяются по формуле:

$$\delta b_{zi}^{m\phi, o} = (\Delta b_{z\beta i}^{m\phi, o} - \Delta b_{z\alpha i}^{m\phi, o}) \alpha_{ai}^3 \quad (5)$$

где

$$\Delta b_{z\beta}^{m\phi, o}$$

- удельная экономия топлива по отпуску электроэнергии, уровень которой определяется соотношением выработки электроэнергии и отпуска тепла отработавшим паром, г/(кВт

ч):

$$\Delta b_{zi}^{m\phi, o} = b_{zi}^p - b_{zi} \quad (6)$$

где b_{zi} - фактический удельный расход топлива на электроэнергию, г/(кВт

ч);

2) изменение удельного расхода топлива в зависимости структуры отпуска электроэнергии:

$$\Delta b_{zi}^{m\phi, cmf} = (\Delta b_{z\beta}^{m\phi, o} - \Delta b_{z\beta i}^{m\phi, o})(\alpha_{ai}^3 - \alpha_{\beta i}^3) \quad (7)$$

3) изменение удельного расхода топлива всего по подгруппе оборудования:

$$\Delta b_{zi}^{m\phi} = \delta b_{zi}^{m\phi, o} + \Delta b_{zi}^{m\phi, cmf} \quad (8)$$

4) итога по подгруппе оборудования:

$$\Delta b_{zi} = \Delta b_{zi}^p + \Delta b_{zi}^{m\phi}$$

(9)

8. Влияние на удельный расход топлива в целом по электростанции каждой (с подстрочным индексом k) из n групп оборудования по каждому (с надстрочным индексом l) из m факторов сумме влияний пылеугольной и газомазутной подгрупп данной группы оборудования по данному фактору определяется по формуле:

$$\Delta b_{zk}^i = \delta b_{zik}^{i\text{пы}} + \Delta b_{zk}^{i\text{эм}} \quad (10)$$

9. Влияние на удельный расход топлива в целом по электростанции каждой из групп оборудования всего - сумме влияний данной группы оборудования по всем m факторам определяется по формуле:

$$\Delta b_{zk} = \sum_{l=1}^{l=m} \Delta b_{zk}^l \quad (11)$$

10. Влияние на удельный расход топлива в целом по электростанции всех n подгрупп (или q групп) оборудования по всем m факторам определяется по формуле:

$$\Delta b_z = b_{za} - b_{zб} = \sum_{i=1}^{i=n} \sum_{l=1}^{l=m} \Delta b_{zi}^l = \sum_{k=1}^{k=q} \sum_{l=1}^{l=m} \Delta b_{zk}^l \quad (12)$$

11. Изменение абсолютного расхода топлива по каждому из факторов определяется как произведение значений изменения удельного расхода топлива и отпуска электроэнергии электростанцией в анализируемом периоде.

Глава 3. Анализ изменения расхода топлива на тепловую энергию

12. Влияние каждой из подгрупп оборудования на изменение удельного расхода топлива на тепловую энергию, при раздельном производстве за счет изменения каждого из следующих факторов:

1) изменение удельного расхода топлива в зависимости от экономичности оборудования определяется по формуле:

$$\Delta b_{msi}^{p,зк} = (b_{msai}^{p,зк} - b_{ms\epsilon i}^{p,зк}) \alpha_{ai}^{зк} + (b_{ai}^{пзк} - b_{\epsilon i}^{пзк}) \alpha_{ai}^{пзк} \quad (13)$$

где

$$b_{msi}^{p,зк}$$

- удельный расход топлива по энергетическим котлам при раздельном производстве (не учитывает затрат электроэнергии на теплофикационную установку), килограмм/Гигакалорий, (далее - кг/Гкал);

$b_{\text{ПВК}}$ - удельный расход топлива по пиковым водогрейным котлам, кг/Гкал;

$$\alpha_i^{\text{XS}}, \alpha_i^{\text{NPK}}$$

- доля отпуска тепла энергетическими (свежим паром, через открытые распределительные устройства (далее – ОРУ), из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов) и пиковыми водогрейными котлами подгруппы оборудования в общем отпуске его электростанцией $Q_{\text{от}}$:

$$\alpha_i^{\text{XS}} = Q_{\text{от}i}^{\text{XS}} / Q_{\text{от}} \quad (14)$$

$$\alpha_i^{\text{NPK}} = Q_{\text{от}i}^{\text{NPK}} / Q_{\text{от}} \quad (15)$$

2) изменение удельного расхода топлива в зависимости от структуры отпуска тепла определяется по формуле:

$$\Delta b_{\text{MSI}}^{\text{P.CMP}} = (b_{\text{MSI}}^{\text{P.ЭК}} - b_{\text{MSI}}^{\text{P.К}}) (\alpha_{\text{SI}}^{\text{XS}} - \alpha_{\text{SI}}^{\text{XS}}) + (b_{\text{SI}}^{\text{NPK}} - b_{\text{MSI}}^{\text{P.К}}) (\alpha_{\text{SI}}^{\text{NPK}} - \alpha_{\text{SI}}^{\text{NPK}}) \quad (16)$$

где

$$b_{\text{MS}}^{\text{P.К}}$$

- средний по электростанции удельный расход топлива при раздельном производстве, не учитывающий затрат электроэнергии на теплофикационную установку, кг/Гкал;

3) расход энергии на теплофикационную установку определяется по формуле:

$$\Delta b_{\text{MSI}}^{\text{P.МЕВЛ}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{МЕВЛ.СИ}} b_{\text{СИ}}^{\text{P}}}{Q_{\text{от}a}} - \frac{\mathcal{E}_{\text{МЕВЛ.БИ}} b_{\text{БИ}}^{\text{P}}}{Q_{\text{от}б}} \quad (17)$$

где $\mathcal{E}_{\text{тепл.}i}$ - затраты электроэнергии на теплофикационную установку, тыс. кВт

ч;

4) расход энергии всего по подгруппе оборудования определяется по формуле:

$$\Delta b_{\text{MSI}}^{\text{P}} = \Delta b_{\text{MSI}}^{\text{P.ЭК}} + \Delta b_{\text{MSI}}^{\text{P.CMP}} + \Delta b_{\text{MSI}}^{\text{P.МЕВЛ}}$$

(18)

13. При совместном производстве (изменяется эффективность теплофикации):

1) соотношения объемов выработки электроэнергии и отпуска тепла отработавшим паром определяется по формуле:

$$\delta b_{m3i}^{мф.о} = (\Delta b_{m3\delta i}^{мф.о} - \Delta b_{m3\alpha i}^{мф.о}) \alpha_{\alpha i}^{кс}$$

(19)

где

$$\Delta b_{m3i}^{мф.о}$$

- удельная экономия топлива по отпуску тепла, уровень которой определяется соотношением выработки электроэнергии и отпуска тепла отработавшим паром, кг/Гкал:

$$\Delta b_{m3i}^{мф.о} = b_{m3i}^{р.кс} - b_{m3i}^{кс}$$

(20)

где

$$b_{m3i}^{кс}$$

- фактический удельный расход топлива по энергетическим котлам, не учитывающий затрат электроэнергии на теплофикационную установку, кг/Гкал;

2) структуры отпуска тепла:

$$\Delta b_{m3i}^{мф.смп} = (\Delta b_{m3\delta}^{мф.о} - \Delta b_{m3\delta i}^{мф.о}) (\alpha_{\alpha i}^{кс} - \alpha_{\delta i}^{кс}) + \Delta b_{m3\delta}^{мф.о} (\alpha_{\alpha i}^{nsk} - \alpha_{\delta i}^{nsk})$$

(21)

3) расход энергии на теплофикационную установку:

$$\Delta b_{m3i}^{мф.мевл} = \frac{\Delta b_{\delta i}^{мф.о} \mathcal{E}_{мевл.\delta i}}{Q_{отб}} - \frac{\Delta b_{\alpha i} \mathcal{E}_{мевл.\alpha i}}{Q_{ота}}$$

(22)

4) всего по подгруппе оборудования:

$$\Delta b_{m3i}^{мф} = \delta b_{m3i}^{мф.о} + \Delta b_{m3i}^{мф.смп} + \Delta b_{m3i}^{мф.мевл}$$

(23)

$$\Delta b_{m3i} = b_{m3i}^{р} + b_{m3i}^{мф}$$

(24)

14. Влияние на удельный расход топлива в целом по электростанции каждой из групп оборудования, каждого из факторов определяется по формулам:

1) общее изменение удельного расхода топлива по электростанции определяется по формуле:

$$\Delta b_{\text{мес}} = b_{\text{мес}2} - b_{\text{мес}1} = \sum_{i=1}^{i=n} \sum_{j=1}^{j=m} \Delta b_{\text{мес}i}^j = \sum_{k=1}^{k=q} \sum_{i=1}^{i=m} \Delta b_{\text{мес}k}^i$$

(25)

2) Изменение абсолютного расхода топлива по каждому из факторов определяется как произведение значений изменения удельного расхода топлива и отпуска тепла электростанцией в анализируемом периоде.

Глава 4. Анализ удельных расходов топлива, не содержащихся в отчетах электростанций

15. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии при раздельном производстве определяется по формуле:

$$b_3^p = b_3 \kappa_{\text{отп}(k)}^3$$

(26)

где b_3 - фактический удельный расход топлива, г/(кВт

ч)

$$\kappa_{\text{отп}(k)}^3$$

- коэффициент увеличения расхода топлива на выработку электроэнергии при раздельном производстве (при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям от турбоагрегатов).

16. По пиковым водогрейным котлам фактический удельный расход топлива и удельный расход топлива при раздельном производстве равны между собой, определяется по формуле:

$$b^{\text{пек}} = B_{\text{пек}} \cdot 10^3 / Q_{\text{отп}}^{\text{пек}}$$

(27)

где $B_{\text{пек}}$ - количество условного топлива, израсходованного пиковыми водогрейными котлами, тонн;

$$Q_{\text{отп}}^{\text{пек}}$$

- отпуск тепла внешним потребителям пиковыми водогрейными котлами, Гкал.

17. Фактический удельный расход топлива по энергетическим котлам без учета затрат электроэнергии на теплофикационную установку определяется по формуле:

$$b_{\text{МЭС}} = \frac{B_{\text{МЭС}} - B_{\text{ТЭС}} - \mathcal{E}_{\text{ТЕПЛ}} b_{\text{Э}} 10^{-3}}{Q_{\text{ОТ}}} 10^3$$

(28)

где $B_{\text{ТЭ}}$ - общий расход условного топлива на отпуск тепла, тонн;

$\mathcal{E}_{\text{ТЕПЛ}}$ - расход электроэнергии на теплофикационную установку, тыс. кВт

ч;

$Q_{\text{ОТ}}$ -

- отпуск тепла внешним потребителям, обеспеченный энергетическими котлами (свежим паром, из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов), Гкал:

$$Q_{\text{ОТ}} = Q_{\text{ОТ}} - Q_{\text{ТЭС}}$$

(29)

где $Q_{\text{ОТ}}$ - общий отпуск тепла внешним потребителям, Гкал.

18. Фактический удельный расход топлива по энергетическим котлам при раздельном производстве определяется по формуле:

$$b_{\text{МЭС}}^{\text{Ф.КЭС}} = b_{\text{МЭС}}^{\text{КЭС}} K_{\text{ОТД}}^{\text{МЭС}}(\text{к})$$

(30)

где

$K_{\text{ОТД}}^{\text{МЭС}}(\text{к})$ -

- коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлами на тепло при раздельном производстве (при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям от турбоагрегатов).

19. Фактический удельный расход топлива по энергетическим и пиковым водогрейным котлам без учета затрат электроэнергии на теплофикационную установку определяется по формуле:

$$b_{\text{МЭС}}^{\text{К}} = \frac{B_{\text{МЭС}} 10^3 - \mathcal{E}_{\text{ТЕПЛ}} b_{\text{Э}}}{Q_{\text{ОТ}}}$$

(31)

20. Фактический удельный расход топлива по энергетическим и пиковым водогрейным котлам при раздельном производстве определяется по формуле:

$$b_{млз}^{p,к} = \frac{b_{млз}^{p,кз} Q_{отл}^{кз} + B_{лск} 10^3}{Q_{отл}} \quad (32)$$

21. Фактический удельный расход топлива на энергетические и пиковые водогрейные котлы в среднем при раздельном производстве с учетом затрат электроэнергии на теплофикационную установку определяется по формуле:

$$b_{млз}^p = \frac{b_{млз}^{p,кз} Q_{отл}^{кз} + b_3^p \mathcal{E}_{млз/л} + B_{лск} 10^3}{Q_{отл}} \quad (33)$$

Глава 5. Анализ влияния показателей котлов и турбоагрегатов на удельный расход топлива по электростанции

22. Определение влияния показателей котлов и турбоагрегатов на удельный расход топлива по электростанции определяется по формулам:

1) при раздельном производстве:

$$\Delta b_3^p = b_{3а}^p - b_{3б}^p = b_{3б}^p \left[\frac{q_{млз}^p (100 + q_{млз}^{сн}) \eta_{кз}^{сп} \kappa_{Qа}}{q_{млз}^p (100 + q_{млз}^{сн}) \eta_{кз}^{сп} \kappa_{Qб}} \cdot \frac{(100 - q_{кз}^{сн})(100 - \bar{\mathcal{E}}_{3б}^{сн}) \eta_{млзб}}{(100 - q_{кз}^{сн})(100 - \bar{\mathcal{E}}_{3а}^{сн}) \eta_{млзз}} - 1 \right] \quad (34)$$

где

$$q_m^p = q_m \kappa_{отп(м)} \quad (35)$$

2) по энергетическим котлам при раздельном производстве:

$$\Delta b_{млз}^{p,кз} = b_{млзз}^{p,кз} - b_{млзб}^{p,кз} = b_{млзб}^{p,кз} \left[\frac{(100 + \alpha_{номз}^{кз}) \eta_{кз}^{сп} \kappa_{Qа}}{(100 + \alpha_{номз}^{кз}) \eta_{кз}^{сп} \kappa_{Qб}} \cdot \frac{(100 - q_{кз}^{сн})(100 - \bar{\mathcal{E}}_{3б}^{сн})(100 - \bar{\mathcal{E}}_{млз}^{сн}) \eta_{млзб}}{(100 - q_{кз}^{сн})(100 - \bar{\mathcal{E}}_{3а}^{сн})(100 - \bar{\mathcal{E}}_{млз}^{сн}) \eta_{млзз}} - 1 \right] \quad (36)$$

3) эффект теплофикации по отпуску электроэнергии:

$$\Delta(\Delta b_3^{м\phi\phi}) = \Delta b_{3з}^{м\phi\phi} - \Delta b_{3б}^{м\phi\phi} = \Delta b_{3б}^{м\phi\phi} \left[\frac{q_{млз}^p (100 + q_{млз}^{сн}) \eta_{кз}^{сп} \cdot \kappa_{Qз} (100 - q_{кз}^{сн})(100 - \bar{\mathcal{E}}_{3б}^{сн}) \eta_{млзб} (1 - \frac{\xi}{\xi_{ср,з}}) \alpha_{отлз}^{кз}}{q_{млз}^p (100 + q_{млз}^{сн}) \eta_{кз}^{сп} \cdot \kappa_{Qб} (100 - q_{кз}^{сн})(100 - \bar{\mathcal{E}}_{3а}^{сн}) \eta_{млзз} (1 - \frac{\xi}{\xi_{ср,з}}) \alpha_{отлз}^{кз}} - 1 \right] \quad (37)$$

где

$$\alpha_{от}^{кз} = \frac{\Delta Q_{з(отп)}}{(Q_k^{вп} - Q_k^{сн}) \eta_{мл} + \Delta Q_{з(отп)}} \quad (38)$$

4) эффекта теплофикации по отпуску тепла:

$$\Delta(\Delta b_{зi}^{мф,о}) = \Delta b_{мзз}^{мф,о} - \Delta b_{мзс}^{мф,о} = \Delta b_{мзс}^{мф,о} \left[\frac{(100 + \alpha_{от}^{кз}) \eta_{мл}^2 \kappa_{от}}{(100 + \alpha_{от}^{кз}) \eta_{мл}^2 \kappa_{от}} \cdot \frac{(100 - q_{от}^{сн})(100 - \bar{T}_{от}^{сн})(100 - \bar{T}_{от}^{сн}) \eta_{мл} (1 - \xi_{от,о}) \alpha_{от}^{кз}}{(100 - q_{от}^{сн})(100 - \bar{T}_{от}^{сн})(100 - \bar{T}_{от}^{сн}) \eta_{мл} (1 - \xi_{от,о}) \alpha_{от}^{кз}} - 1 \right] \quad (39)$$

23. Расчет предварительных значений влияния каждого j -го промежуточного показателя на изменение удельного расхода топлива i -й подгруппы оборудования определяется по формулам:

1) определенных по формуле (34):

$$\Delta b_{зij}^{п,пф} = b_{зсi}^п \left(\frac{\Pi_{ijч}}{\Pi_{ijз}} - 1 \right) \quad (40)$$

2) по формуле (36):

$$\Delta b_{мзj}^{п,кз,пф} = b_{мзсi}^{п,кз} \left(\frac{\Pi_{ijч}}{\Pi_{ijз}} - 1 \right) \quad (41)$$

3) по формуле (37):

$$\Delta(\Delta b_{зij}^{мф,о})^{пф} = \Delta b_{зсi}^{мф,о} \left(\frac{\Pi_{ijч}}{\Pi_{ijз}} - 1 \right) \quad (42)$$

4) по формуле (39):

$$\Delta(\Delta b_{мзj}^{мф,о})^{пф} = \Delta b_{мзсi}^{мф,о} \left(\frac{\Pi_{ijч}}{\Pi_{ijз}} - 1 \right) \quad (43)$$

где $\Pi_{ijч}$ и $\Pi_{ijз}$ - значения каждого из промежуточных показателей соответственно в числителе и в знаменателе соответствующих формул.

24. Определение суммы предварительных значений влияния всех показателей, входящих в формулу (34) определяется по формуле:

$$\Delta b_{зi}^{п,пф} = \sum_1^7 \Delta b_{зij}^{п,пф}$$

(44)

в формулу (36):

$$\Delta b_{m\bar{s}i}^{p, \kappa\bar{s}, \text{нп}} = \sum_1^7 \Delta b_{m\bar{s}\bar{j}}^{p, \kappa\bar{s}, \text{нп}}$$

(45)

в формулу (37):

$$\Delta(\Delta b_{s\bar{i}}^{m\bar{\phi}, o})^{\text{нп}} = \sum_1^9 \Delta(\Delta b_{s\bar{j}}^{m\bar{\phi}, o})^{\text{нп}}$$

(46)

в формулу (39):

$$\Delta(\Delta b_{m\bar{s}i}^{m\bar{\phi}, o})^{\text{нп}} = \sum_1^9 \Delta(\Delta b_{m\bar{s}ij}^{m\bar{\phi}, o})^{\text{нп}}$$

(47)

25. Расчет уточненных значений влияния каждого из промежуточных показателей на удельные расходы топлива подгруппы оборудования определяется по формуле:

$$\Delta b_{s\bar{j}}^p = \Delta b_{s\bar{j}}^{p, \text{нп}} \frac{\Delta b_{s\bar{i}}^p}{\Delta b_{s\bar{i}}^{p, \text{нп}}}$$

(48)

$$\Delta b_{m\bar{s}ij}^{p, \kappa\bar{s}} = \Delta b_{m\bar{s}\bar{j}}^{p, \kappa\bar{s}, \text{нп}} \frac{\Delta b_{m\bar{s}i}^{p, \kappa\bar{s}}}{\Delta b_{m\bar{s}i}^{p, \kappa\bar{s}, \text{нп}}}$$

(49)

$$\Delta(\Delta b_{s\bar{j}}^{m\bar{\phi}, o}) = \Delta(\Delta b_{s\bar{j}}^{m\bar{\phi}, o})^{\text{нп}} \frac{\Delta(\Delta b_{s\bar{i}}^{m\bar{\phi}, o})}{\Delta(\Delta b_{s\bar{i}}^{m\bar{\phi}, o})^{\text{нп}}}$$

(50)

$$\Delta(\Delta b_{m\bar{s}ij}^{m\bar{\phi}, o}) = \Delta(\Delta b_{m\bar{s}\bar{j}}^{m\bar{\phi}, o})^{\text{нп}} \frac{\Delta(\Delta b_{m\bar{s}i}^{m\bar{\phi}, o})}{\Delta(\Delta b_{m\bar{s}i}^{m\bar{\phi}, o})^{\text{нп}}}$$

(51)

26. Определение значения влияния каждого из промежуточных показателей на удельный расход топлива по электростанции в целом определяется по формуле:

$$\Delta b_{zij}^{p,SK} = \Delta b_{zij}^p \alpha_{ai}^s \quad (52)$$

$$\Delta b_{msij}^{p,SK} = \Delta b_{msij}^{p,K^3} \alpha_{ai}^{K^3} + \Delta b_{ij}^{p,SK} \alpha_{ai}^{p,SK} \quad (53)$$

$$\delta b_{zij}^{m\dot{p},o} = \Delta (\Delta b_{zij}^{m\dot{p},o}) \alpha_{ai}^s \quad (54)$$

$$\delta b_{msij}^{m\dot{p},o} = \Delta (\Delta b_{msij}^{m\dot{p},o}) \alpha_{ai}^{K^3} \quad (55)$$

27. Пример расчета влияния промежуточных показателей на изменение удельных расходов топлива подгруппы оборудования согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Приложение
к Методическим указаниям по
анализу изменения удельных
расходов топлива на электростанциях

Пример расчета влияния промежуточных показателей на изменение удельных расходов топлива подгруппы оборудования

1. Исходные значения удельных расходов топлива по подгруппе оборудования:

1) удельный расход топлива по базовому периоду подгруппы оборудования

$$b_{zai}^p = 367,834 \text{ г/(кВт} \cdot \text{ч)}$$

ч);

2) удельный расход топлива по анализируемому периоду подгруппы оборудования

$$b_{zai}^p = 415,521 \text{ г/(кВт} \cdot \text{ч)}$$

ч);

3) эффект теплофикации по базовому периоду подгруппы оборудования

$$\Delta b_{zai}^{m\dot{p},o} = 65,842;$$

4) эффект теплофикации по анализируемому периоду подгруппы оборудования

$$\Delta b_{zai}^{m\dot{p},o} = 72,633;$$

5) удельный расход топлива по электростанции котлами и турбоагрегатами при раздельном производстве

$$b_{zi}^p = 47,687 \text{ г/(кВт} \cdot \text{ч)}$$

ч);

6) эффект теплофикации по отпуску электроэнергии

$$\Delta(\Delta b_{zi}^{тф.о}) = 6,791;$$

7) удельный расход топлива по электростанции по энергетическим котлам при раздельном производстве по базовому периоду

$$b_{mэi}^{p.кэ} = 174,324 \text{ г/(кВт} \cdot \text{ч)}$$

ч);

8) удельный расход топлива по электростанции по энергетическим котлам при раздельном производстве по анализируемому периоду

$$b_{mэi}^{p.кэ} = 188,558 \text{ г/(кВт} \cdot \text{ч)}$$

ч);

9) изменение удельного расхода топлива на теплофикацию по базовому периоду

$$\Delta b_{mэi}^{тф.о} = 31,203;$$

10) изменение удельного расхода топлива на теплофикацию по анализируемому периоду

$$\Delta b_{mэi}^{тф.о} = 32,960;$$

11) изменение удельного расхода топлива по электростанции по энергетическим котлам при раздельном производстве

$$\Delta b_{mэi}^{p.кэ} = 14,234;$$

12) эффект теплофикации по электростанции по отпуску тепла при раздельном производстве

$$\Delta(\Delta b_{mэi}^{тф.о}) = 1,757.$$

2. Исходные значения анализируемых показателей изменения удельных расходов топлива и результаты расчетов приведены в таблицах 1 и 2 настоящего приложения

Таблица 1.

Исходные значения анализируемых показателей и результаты расчетов

Промежуточный показатель			Значение влияния промежуточного показателя на изменение			
Условное обозначение	Значение в периоде		b_{zi}^p		$b_{mzi}^{p,кз}$	
	базовом	анализируемом	предварительное	уточненное	предварительное	уточненное
	$П_{б\bar{y}}$	$П_{a\bar{y}}$	$\Delta b_{z\bar{y}}^{p,кз}$	$\Delta b_{z\bar{y}}^p$	$\Delta b_{mz\bar{y}}^{p,кз}$	$\Delta b_{mz\bar{y}}^{p,кз}$
-	-	-	40 *	47 *	41 *	48 *
q_m^p	2083	2142	10,419	10,946	-	-
$100 + q_m^{сн}$	101,0	102,0	3,642	3,826	-	-
$100 + \alpha_{ном}^{кз}$	101,2	102,2	-	-	1,723	1,762
$\eta_k^{БР}$	90,0	87,0	12,684	13,325	6,011	6,148
κ_Q	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$100 - q_k^{сн}$	98,0	97,0	3,792	3,984	1,797	1,838
$100 - \bar{\alpha}_s^{сн}$	94,03	91,28	11,082	11,642	5,252	5,372
$100 - \bar{\alpha}_m^{сн}$	98,5	97,0	-	-	-2,655	-2,715
η_{mn}	98,5	97,5	3,773	3,964	1,788	1,829
$1 - \xi_{ср}$	0,3522	0,3444	-	-	-	-
$\alpha_{ом}^{кз}$	0,5082	0,5012	-	-	-	-
			$\Delta b_{zi}^{p,кз}$	Δb_{zi}^p	$\Delta b_{mzi}^{p,кз}$	$\Delta b_{mzi}^{p,кз}$
			44*	-	45*	-
Итого			45,392	47,687	13,916	14,234

* Номер расчетной формулы.

Таблица 2.

Исходные значения анализируемых показателей и результаты расчетов

Промежуточный показатель	Значение влияния промежуточного показателя на изменение
--------------------------	---

Условное обозначение	$\Delta b_{zi}^{мф.о}$		$\Delta b_{msi}^{мф.о}$	
	предварительное	уточненное	предварительное	уточненное
	$\Delta(\Delta b_{zij}^{мф.о})^{нр}$	$\Delta(\Delta b_{zij}^{мф.о})$	$\Delta(\Delta b_{msij}^{мф.о})^{нр}$	$\Delta(\Delta b_{msij}^{мф.о})$
	42*	49*	44*	50*
q_m^p	1,865	2,199	-	-
100 + $q_m^{сн}$	0,652	0,769	-	-
100 + $\alpha_{ном}^{хз}$	-	-	0,308	0,395
$\eta_k^{бп}$	2,270	2,676	1,076	1,380
κ_Q	0,0	0,0	0,0	0,0
100 - $q_k^{сн}$	0,679	0,800	0,322	0,413
100 - $\bar{\alpha}_3^{сн}$	1,984	2,339	0,940	1,205
100 - $\bar{\alpha}_3^{сн}$	-	-	-0,475	-0,609
η_{mn}	0,675	0,796	0,320	0,410
1 - $\xi_{ср}$	-1,458	-1,719	-0,691	-0,886
$\alpha_{ом}^{хз}$	-0,907	-1,069	-0,430	-0,551
	$\Delta(\Delta b_{zi}^{мф.о})^{нр}$	$\Delta(\Delta b_{zi}^{мф.о})$	$\Delta(\Delta b_{msi}^{мф.о})^{нр}$	$\Delta(\Delta b_{msi}^{мф.о})$
	46*	-	47*	-
Итого	5,760	6,791	1,370	1,757

* Номер расчетной формулы.

Приложение 23
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по измерению расхода мазута с применением специальных суживающих устройств на тепловых электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по измерению расхода мазута с применением специальных суживающих устройств (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О

теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены измерения расхода мазута на тепловых электростанциях (далее – ТЭС).

Организация и выполнение измерений расхода мазута производится на ТЭС и распространяется на расходомерные, специальные суживающие устройства (далее – ССУ).

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих методических указаниях определяются условия выполнения измерений, требования к методам и средствам измерений, характеристикам погрешностей измерений, порядок подготовки и выполнения измерений, способ обработки результатов измерений для получения результатов измерений с допускаемыми значениями погрешности измерений в стационарном режиме работы ТЭС.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) мазут

– топливо нефтяное, получаемое из продуктов переработки нефти, газоконденсатного сырья и предназначенное для транспортных средств, стационарных котельных и технологических установок;

2) суживающее устройство

– техническое устройство, устанавливаемое в измерительном трубопроводе со сквозным отверстием для создания перепада давления среды путем уменьшения площади сечения трубопровода (сужения потока);

3) система измерительная - совокупность средств измерений и вспомогательных устройств, соединенных между собой каналами связи, размещенных в разных точках контролируемого пространства с целью измерения одной или нескольких физических величин, свойственных этому пространству;

4) планиметр - прибор, служащий для простого механического определения площадей (интегрирования) замкнутых контуров, прорисованных на плоской поверхности.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Сведения об измеряемом параметре

4. Измерение расхода мазута для котлов, работающих на мазуте, выполняется на каждом магистральном мазутопроводе от мазутонасосной до котельной и мазутопроводе рециркуляции от котельной, напорном мазутопроводе котла до регулирующего клапана, на линии рециркуляции от котла, мазутопроводе подачи мазута к каждой форсунке котла.

Для котлов, где мазут является растопочным или резервным топливом, измерение расхода мазута выполняется на каждом магистральном мазутопроводе от мазутонасосной до котельной и мазутопроводе рециркуляции от котельной.

5. Основные требования к параметрам мазута:

1) вязкость мазута для механических и паромеханических форсунок не более $1,6 \cdot 10^{-6}$, квадратный метр /секунда (далее - m^2/c) в соответствии с требованиями для вязкости топлива перед механическими и паромеханическими форсунками. В случае если вязкость по техническим условиям отличается от рекомендуемой, применять вышеуказанную;

2) для паровых и ротационных форсунок не более $4,4 \cdot 10^{-5} m^2/c$ в соответствии с требованиями для вязкости топлива перед паровыми и ротационными форсунками. В случае если вязкость по техническим условиям отличается от рекомендуемой, применять вышеуказанную;

3) температура мазута в зависимости от типа топочных форсунок, исходя из местных инструкций.

Глава 3. Условия выполнения измерений и характеристики погрешности измерений

6. Измерение расхода мазута осуществляется измерительной системой, составные элементы которой расположены в разных внешних условиях.

Диапазон изменения температуры окружающей среды на местах установки элементов измерительной системы применяется согласно таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

7. Допустимые значения погрешности во всем диапазоне изменений внешних влияющих величин при выполнении измерений расхода мазута применяются согласно таблице 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

8. Допустимые значения погрешностей при применении информационно-измерительной системы (далее

—
ИИС) или информационно-вычислительной системы (далее

—
ИВК) в комплекте с датчиками расхода применяются в согласно таблице 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

9. Результаты измерений расхода мазута при стационарном режиме:

- 1) расход - 36,9 тонн/час (далее - т/ч);
- 2) погрешность - D от -1,6 до +1,6, т /ч;
- 3) давление - P = 0,95 Паскаль (далее - Па).
- 4) условия измерений - температура мазута 125

С, плотность мазута 867,1 килограмм/кубический метр, (далее - кг/м³).

10. Для нестационарного режима работы котлов погрешность измерений расхода мазута не нормируется.

Глава 4. Метод измерений и структура измерительной системы расхода мазута с применением специальных суживающих устройств

11. Метод измерений расхода мазута основан на зависимости перепада давления, образующегося в ССУ, в результате частичного перехода потенциальной энергии потока в кинетическую энергию. Перепад давления, образующийся в ССУ, по соединительным линиям передается на измерительный преобразователь, где измеряется и преобразуется в унифицированный электрический сигнал.

Результаты измерений выводятся на средства представления информации непосредственно структурной схемы измерительной системы согласно рисункам 1 и 2 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям или через ИИС или ИВК в единицах расхода, согласно рисунку 3 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

12. При измерении расхода мазута с помощью ИИС или ИВК выходная информация от измерительного преобразователя в виде унифицированного токового сигнала подвергается преобразованиям агрегатными системами измерения (далее

СИ) и в виде кодового сигнала поступает в вычислительный комплекс для автоматической обработки результатов измерений, расчета технико-экономических показателей (далее

ТЭП) и управления технологическим процессом.

13. Типы, технические и метрологические характеристики СИ, входящих в измерительную систему расхода мазута с применением специальных суживающих устройств, структурной схемы измерительной системы согласно рисункам 1 и 2 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям, представляются согласно таблице 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

14. Типы, технические и метрологические характеристики вспомогательных СИ представляются согласно таблице 5 приложения 1 к настоящим Методическим

указаниям. В системе измерений с использованием ИИС (ИВК), представляется согласно рисунку 3 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям, в каждом конкретном случае компоновка структурной схемы индивидуальна.

15. Геометрические параметры ССУ, кольцевых камер, разделительных сосудов и их установка обеспечиваются заводом-изготовителем и эксплуатирующей организацией.

Глава 5. Порядок подготовки и выполнения измерений расхода мазута с применением специальных суживающих устройств

16. Перед началом выполнения измерений проверяются:

- 1) правильность выполнения монтажа элементов измерительной системы;
- 2) соответствие выбора и установки разделительных сосудов требованиям;
- 3) отсутствие следов коррозии, механических повреждений на элементах измерительной системы;
- 4) качество тепловой изоляции в местах установки ССУ и разделительных сосудов;
- 5) наличие разделительной жидкости в сосудах;
- 6) герметичность тракта передачи импульсов перепада давления (отсутствие течей в вентиллях, арматуре ССУ, разделительных сосудах, соединительных линиях, измерительном преобразователе);
- 7) надежность заземления СИ;
- 8) наличие акта освидетельствования скрытых работ по монтажу и акта ревизии (установки) ССУ;
- 9) наличие действующих калибровочных клейм и сертификатов о калибровке ССУ, первичных измерительных преобразователей, регистрирующих средств измерений.

17. Проверка производится в соответствии с проектной документацией, руководством по эксплуатации элементов измерительной системы, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

18. При обнаружении несоответствия вышеизложенным требованиям не проводится измерения до его устранения.

19. После осмотра и устранения дефектов подается напряжение питания на элементы измерительной системы.

20. Проверяется правильность функционирования и проводятся операции по выполнению измерений в соответствии с руководствами по эксплуатации всех элементов измерительной системы.

21. Для контроля за технологическим процессом производится одновременное включение в режим измерений и регистрации СИ расхода, температуры и давления мазута.

Глава 6. Обработка результатов измерений расхода мазута с применением специальных суживающих устройств

22. Обработка результатов измерений расхода мазута заключается в определении количества мазута за определенный отрезок времени с внесением поправочных коэффициентов при отклонении параметров мазута (температуры, давления, плотности и вязкости) от расчетных значений.

23. Массовый расход жидкостей Q_M , килограмм/секунда, и объемный расход Q_O , кубический метр/секунда, вычисляются по формулам соответственно:

$$Q_M = \alpha \varepsilon \sqrt{2} \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{\Delta p \rho} = 1,1107 \alpha d^2 \sqrt{\Delta p \rho} \quad (1)$$

$$Q_O = \alpha \varepsilon \sqrt{2} \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}} = 1,1107 \alpha d^2 \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}} \quad (2)$$

где

α

— коэффициент расхода, в соответствии типов ССУ;

ε

— поправочный множитель на расширение измеряемой среды, для мазута

ε

= 1;

d

— диаметр отверстия ССУ в рабочих условиях, метр, (далее

м);

Δp

p

— перепад давления в ССУ, Па;

ρ
—

плотность мазута в рабочих условиях, кг/м³.

24. Расчет количества мазута за определенный промежуток времени:

1) средний расход мазута для j -й измерительной системы

\bar{Q}_j
—

, т/ч определяется по формуле:

$$\bar{Q}_j = \frac{1}{n'} \cdot \sum_{i=1}^{n'} Q_i$$

(3)

где

n'
—

число циклов опроса за интервал усреднения в соответствии с программой;

Q_i
—

расход мазута в i

м цикле опроса, т/ч;

2) количество мазута Q

τ
—

тонн, за определенный промежуток времени определяется по формуле:

$$Q_\tau = \tau \cdot \bar{Q}_j$$

(4)

где

τ
—

заданный промежуток времени;

\bar{Q}_j
—

средний расход мазута за время

τ

, т/ч;

3) количество мазута, измеренное расходомерным устройством (регистрирующим прибором с ленточной диаграммой и равномерной шкалой) за заданный промежуток времени, выраженное в единицах массы (Q_M

т

, тонн) или объема (Q_o

т

, кубический метр (далее - m^3)), определяются в соответствии с формулами:

$$Q_{Mt} = 3,6 \cdot \tau \cdot C_{Qy} \cdot \frac{N_{пл}}{BL} K_0^2 K'_\rho \quad (5)$$

$$Q_{ot} = 3,6 \cdot 10^3 \cdot \tau \cdot C_{Qy} \cdot \frac{N_{пл}}{BL} K_0^2 K'_\rho \quad (6)$$

где C_{Qy}

— постоянная расходомерного устройства;

$N_{пл}$

— планиметрическое число, полученное по показаниям полярного планиметра, определяемое в соответствии с инструкцией по эксплуатации планиметра, квадратный сантиметр, (далее - cm^2), устанавливаемого согласно ГОСТ 8.586.5-2005 "

Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений";

B

— ширина ленточной диаграммы, сантиметр, (далее - см);

L

— длина ленточной диаграммы, см;

K_0

— коэффициент коррекции расхода на тепловое расширение материала ССУ;

K'_ρ

коэффициент коррекции расхода на плотность мазута при определении массового расхода

$$K'_\rho = \sqrt{\rho}$$

;

K_ρ

коэффициент коррекции расхода на плотность мазута при определении объемного расхода

$$K_\rho = \frac{1}{\sqrt{\rho}}$$

;

4) постоянная расходомерного устройства C_{Qy} определяют по формуле:

$$C_{Qy} = 1,1107 \alpha d_{20}^2 \sqrt{\Delta p}$$

(7)

где

α

- коэффициент расхода, принимается в зависимости от геометрической характеристики насадки;

d_{20} - значение диаметра отверстия СУ при температуре 20

°

C ;

Δ

P

- перепад давления на сужающем устройстве;

5) количество мазута, (Q_M

τ

, Q_0

τ

) измеренное расходомерным устройством (регистрирующим прибором с дисковой диаграммой и равномерной шкалой), определяется по следующим формулам:

$$Q_{M\tau} = 3,6 \cdot 10^{-2} \tau C_{Qy} N_{\pi} K_0^2 K'_\rho$$

(8)

$$Q_{от} = 36 \cdot \tau C_{Qy} N_{п} K_0^2 K_{\rho}$$

(9)

где $N_{п}$

— планиметрическое число по отсчету пропорционального планиметра, % определяемое в соответствии с инструкцией по эксплуатации планиметра, согласно ГОСТ 8.586.5-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений";

б) количество мазута ($Q_{м}$

τ

, Q_0

τ

), измеренное расходомерным устройством (регистрирующим прибором с дисковой диаграммой и неравномерной шкалой), определяется по следующим формулам:

$$Q_{м\tau} = 0,48 \cdot \tau C_{Qy} N_{к} K_0^2 K_{\rho}'$$

(10)

$$Q_{от} = 4,8 \cdot 10^2 \tau C_{Qy} N_{к} K_0^2 K_{\rho}$$

(11)

где $N_{к}$

— планиметрическое число по отсчету корневого планиметра, определяемое в соответствии с инструкцией по эксплуатации установленного корневого планиметра.

25. Расчет суточного значения количества мазута измеряемого ССУ (износоустойчивой диафрагмой), при угловом способе отбора перепада давления производится, согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

26. К выполнению измерений с помощью ИИС или ИВК и обработке их результатов допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификацию, при:

1) выполнении измерений - электрослесарь третьего или четвертого разряда;

2) обработке результатов измерений - техник или инженер-метролог, и специалисты производственно-технического отдела электростанции.

Глава 8. Требования техники безопасности при измерении расхода мазута с применением специальных суживающих устройств

27. При выполнении измерений расхода мазута соблюдаются требования техники безопасности, согласно Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859).

28. К выполнению измерений в соответствии с настоящими Методическими указаниями допускаются лица, имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей в электроустановках до 1000 Вольт (далее — В).

Глава 9. Требования к выбору и установке разделительных сосудов при измерении расхода мазута с применением специальных суживающих устройств

29. На импульсных трубках устанавливаются сосуды с разделительными жидкостями с целью предотвращения попадания мазута в соединительные импульсные трубки и дифманометр во избежание их закупорки и засорения. Разделительные сосуды располагаются на одинаковом между собой уровне и максимально близко к ССУ.

30. В целях повышения надежности работы сосудов и исключения дополнительной погрешности за счет изменения плотности от изменения температуры сосуды обогреваются протекающим по трубопроводу нагретым мазутом. Для этого сосуды прикрепляются вплотную к трубопроводу и покрываются общей теплоизоляцией. Разделительная жидкость подбирается таким образом, чтобы она химически не взаимодействовала с измеряемой средой (мазутом), не смешивалась с ней, не давала отложений и не воздействовала на материал соединительных линий, разделительных сосудов и внутренней полости дифманометра.

31. Уровни разделительной жидкости в сосудах поддерживаются одинаковыми при нулевом перепаде давления. Разделительная жидкость применяется с плотностью большей плотности мазута.

32. В качестве разделительных жидкостей применяется:

1) водоглицериновая смесь (1:1 по объему), плотностью при 20 градусах Цельсия, (далее - °С)

1130 кг/м³;

2) водозтиленгликолевая смесь (1:1 по объему), плотностью при 20⁰С

1070 кг/м³.

33. Вследствие разности плотностей мазута γ_m и разделительной жидкости γ_p возникает погрешность измерения во всех случаях, когда поверхности раздела между мазутом и разделительной жидкостью в обоих сосудах не находятся на одном уровне.

Для исключения или учета этой погрешности:

1) при расчете ССУ учитывается перемещение уровней раздела в разделительных сосудах. При этом расчетный перепад давления Dp , Па определяется по формуле:

$$Dp = Dp_{\text{макс}} + 8V_{\text{и}}(\gamma_p - \gamma_m)q / \pi d_c^2 \quad (12)$$

где $Dp_{\text{макс}}$ — максимальный перепад давления дифманометра, Па;

$V_{\text{и}}$ — измерительный объем дифманометра, м³;

γ_p — плотность разделительной жидкости, кг/м³;

γ_m — плотность мазута, кг/м³;

q — ускорение свободного падения, метр/секунда в квадрате, (далее - м/с²);

d_c — внутренний диаметр разделительного сосуда, м.

2) измерительный объем дифманометра $V_{\text{и}}$ определяется по формуле:

$$V_{\text{и}} = \frac{\pi D_{\text{м}}^2 h}{4} \quad (13)$$

где D_m

— диаметр мембраны или средний диаметр сиффона дифманометра, м;

h

— полный ход мембраны или сиффона, м.

3) если расчет ССУ выполняется без учета перемещения уровней раздела в разделительных сосудах, то определяется дополнительная погрешность измерения расхода мазута $dQ_{рс}$ (%), вносимая разделительными сосудами по формуле:

$$\delta Q_{рс} = \frac{400V_{и}q(\rho_p - \rho_m)}{\pi d_c^2 \Delta p_{макс}}$$

(14)

4) в условиях эксплуатации при выборе разделительных сосудов определяется внутренний диаметр сосуда при заданном значении погрешности по формуле:

$$d_c = \sqrt{\frac{400V_{и}q(\rho_p - \rho_m)}{\pi \delta Q_{рс} \Delta p_{макс}}}$$

(15)

Уравнения (1), (3) и (4) справедливы для случая $\rho_p > \rho_m$

34. При применении микропроцессорных датчиков расхода из-за незначительных объема камеры датчика и хода мембраны, дополнительная погрешность вносимая разделительными сосудами, не учитывается.

35. Расчет перепада давления

Δp с учетом перемещения уровней раздела в разделительных сосудах и среднеквадратической относительной погрешности, вносимой разделительными сосудами производится согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям

Приложение 1
к Методическим указаниям
по измерению расхода мазута
с применением специальных
суживающих устройств на
тепловых электростанциях

Таблица 1

Диапазон изменения температуры окружающей среды на местах установки элементов измерительной системы

№ п/п	Элемент измерительной системы	Диапазон изменения температуры окружающей среды, С
1	2	3
1	Первичный измерительный преобразователь	5-35
2	Линии связи электрические	5-60
3	Регистрирующий прибор, блок корнеизвлечения	15-35
4	Агрегатные СИ ИИС или ИВК	15-35

Таблица 2

Допустимые значения погрешностей при выполнении измерений расхода мазута с применением ССУ

№ п/п	ССУ	Диапазон измерения расхода, %			
		30	50	70	90
		Относительная погрешность, %			
1	2	3			
1	Сопло "Четверть круга", цилиндрическое сопло, диафрагма с коническим входом	7,4	5,2	4,4	4,0
		6,2	4,7	4,1	3,9
2	Сегментная диафрагма, двойная диафрагма, износостойчивая диафрагма	7,2	4,9	4,1	3,7
		6,0	4,3	3,7	3,5
3	Сопло "Четверть круга", цилиндрическое сопло, диафрагма с коническим входом	4,3	3,7	3,5	3,4
4	Сегментная диафрагма, двойная	3,9	3,3		3,0

	диафрагма, износоустойчив ая диафрагма			3,1	
5	Сопло "Четверть круга", цилиндрическое сопло, диафрагма с коническим входом				

Таблица 3

Допустимые значения погрешностей при выполнении измерений расхода мазута с применением ССУ с применением ИИС и ИВК

№ п/п	Наименование ССУ	Диапазон измерения расхода, %			
		30	50	70	90
		Относительная погрешность, %			
1	Сопло "Четверть круга", цилиндрическое сопло, диафрагма с коническим входом	3,1	2,6	2,4	2,3
2	Сегментная диафрагма, двойная диафрагма, износоустойчив ая диафрагма	2,6	1,9	1,7	1,6

Таблица 4

Типы, технические и метрологические характеристики СИ, входящих в измерительную систему расхода мазута с применением специальных суживающих устройств

№ п/п	Наименование	Назначение
1	2	3
1	Специальные сужающие устройства	Формирование измерительного сигнала перепада давления
2		Преобразование разности давления в унифицированный электрический сигнал
		Преобразование разности давления в

	Преобразователь измерительный	унифицированный токовый выходной сигнал	
		Преобразование избыточного давления в унифицированный электрический сигнал	
3	Термопреобразователь сопротивления	Измерение температуры	
4	Устройство измерения и регистрации	Представление информации измеряемого параметра (расхода, давления)	
		Представление информации измеряемого параметра (расхода, давления, температуры)	
		Представление информации измеряемого параметра (температуры)	
5	Преобразователь измерительный	Преобразование разности давления в унифицированный токовый выходной сигнал	
6	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом	Измерение температуры и преобразование в токовый унифицированный сигнал	
7	Блок питания	Питание датчиков с унифицированным выходным сигналом.	
8	Блок питания и корнеизвлечения	Питание датчиков и линеаризация унифицированного выходного сигнала	
9	Блок извлечения корня	Линеаризация унифицированного токового сигнала	
10	Устройства измерения и регистрации	Представление информации измеряемого параметра (расхода, температуры, давления)	Представление информации измеряемого параметра, регистрация

Таблица 5

Типы, технические и метрологические характеристики вспомогательных СИ с использованием ИИС (ИВК)

№ п/п	Наименование	Назначение
-------	--------------	------------

1	2	3
1	Сосуды разделительные	Защита дифманометров от воздействия агрессивных сред
2	Камеры кольцевые	Установка ССУ
3	Ареометры для нефти	Определение плотности
4	Вискозиметр	Определение кинематической вязкости
5	Корневые планиметры	Обработка дисковых диаграмм с неравномерными шкалами
6	Пропорциональные планиметры	Обработка дисковых диаграмм с равномерными шкалами
7	Полярные планиметры	Обработка ленточных диаграмм с равномерными шкалами

Приложение 2
к Методическим указаниям по
измерению расхода мазута с
применением специальных
суживающих устройств на
тепловых электростанциях

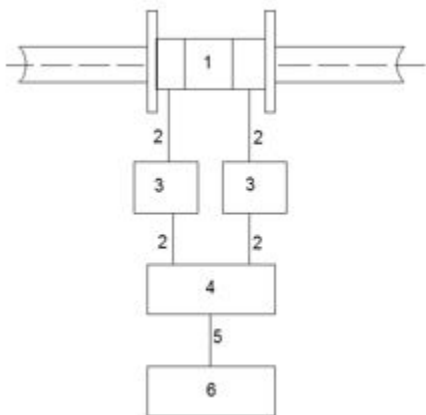


Рисунок 1. Структурная схема измерительной системы с непосредственным выводением средств предоставления информации:

- 1
-
- специальное сужающее устройство; 2
-
- соединительные (импульсные линии); 3
-
- разделительные сосуды; 4
-
- измерительный преобразователь;
- 5

—
линии связи для передачи электрического сигнала; 6
—
регистрирующее средство изменений

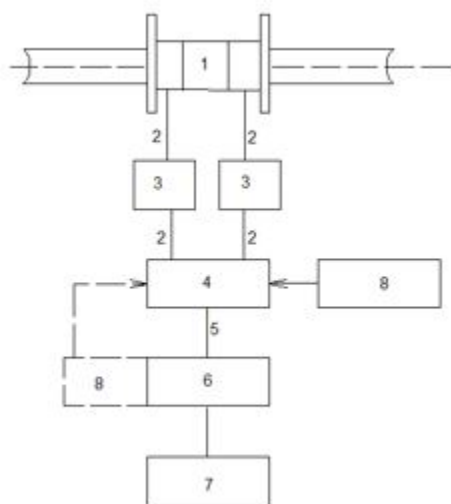


Рисунок 2. Структурная схема измерительной системы с блоком корнеизвлечения и блоком питания измерительных преобразований:

1
—
специальное сужающее устройство; 2
—
соединительные сосуды; 3
—
разделительные сосуды; 4
—
измерительный преобразователь; 5
—
линии связи для передачи электрического сигнала; 6
—
блок корнеизвлечения; 7
—
регистрирующее СИ; 8
—
блок питания измерительных преобразований

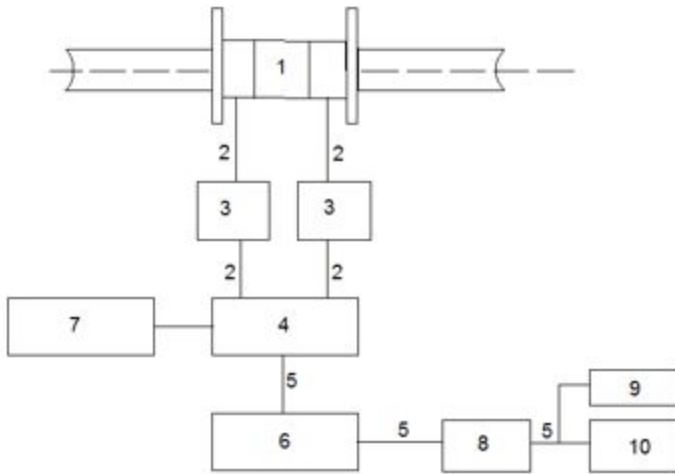


Рисунок 3. Структурная схема измерительной системы с предоставлением информации через ИИС или ИВК в единицах расхода:

- 1 — специальное сужающее устройство; 2 — соединительные линии; 3 — разделительные сосуды; 4 — измерительный преобразователь; 5 — линии связи для передачи электрического сигнала; 6 — устройство связи с объектом; 7 — блок питания; 8 — центральный процессор; 9 — средство представления информации; 10 — устройство регистрации

Приложение 3
к Методическим указаниям по
измерению расхода мазута с
применением специальных
суживающих устройств на
тепловых электростанциях

Расчет суточного значения количества мазута, измеряемого ССУ (износоустойчивой диафрагмой), при угловом способе отбора перепада давления

1. Исходные данные:

1) температура измеряемой среды $t = 125$

°

C (T = 398,15 Кельвин (далее-К);

2) плотность мазута $\rho_{20} = 933 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{125} = 867,1 \text{ кг/м}^3$;

3) предел измерения регистрирующего прибора $Q = 63 \text{ т/ч}$;

4) предельный номинальный перепад давления

$\Delta P_{\text{н}}^{\circ}$

= $1,6 \text{ кгс/см}^2$ (156906,4 Па);

5) диаметр ССУ $d_{20} = 0,046032 \text{ м}$;

6) коэффициент расхода

α

= 0,63504;

7) материал ССУ сталь марки 12Х18Н9Т;

8) планиметрическое число, полученное по отсчету полярного планиметра, $N_{\text{пл}} = 450 \text{ см}^2$;

9) ширина ленточной диаграммы $B = 16,0 \text{ см}$;

10) длина ленточной диаграммы $L = 48,0 \text{ см}$.

2. Суточное значение количества мазута при применении регистрирующего прибора с равномерными ленточными диаграммами $Q_{\text{мт}}$ тонн, определяется по формуле:

$$Q_{\text{мт}} = 3,6 \text{ т}$$

.

C_{Qy}

.

$\frac{N_{\text{пл}}}{BL}$

.

$K_{\text{о}}^2$

.

$K_{\text{г}}'$,

(1)

где t - время, в течение которого определяется количество мазута, $t = 24 \text{ час}$;

C_{Qy} - постоянная расходомерного устройства, рассчитанная по формуле:

$$C_{\text{Qy}} = 1,1107 \alpha d_{20}^2 \sqrt{\Delta P_{\text{н}}^{\circ}}$$

;

$$C_{Qy} = 11107$$

0,63504

0,046032²

$\sqrt{156906,4}$

= 0,59204;

$$\frac{N_{\text{пл}}}{BL} = \frac{450}{16,0 \cdot 48,0} = 0,58594$$

;

K_0 - коэффициент коррекции на тепловое расширение материала ССУ, определяемый по формуле:

$$K_0 = 1 + \gamma (t - 20), \quad (3)$$

где

$$\gamma = 10^{-6} [a_e + 10^{-3} t b_e - 10^{-6} t^2 c_e]$$

для стали марки 12X18H9T $a_e = 15,6$; $b_e = 8,3$; $c_e = 6,5$;

$$\gamma = 10^{-6} [15,6 + 10^{-3} \cdot 125 \cdot 8,3 - 10^{-6} \cdot 125^2 \cdot 6,5] = 16,54 \cdot 10^{-6}$$

;

$$K_0 = 1 + 16,54$$

$$10^{-6} (125 - 20) = 1 + 0,001736 = 1,001736;$$

K'_ρ

- коэффициент коррекции расхода на плотность мазута;

$$K'_\rho = \sqrt{867,1} = 29,4466$$

3. Суточное значение количества мазута рассчитывается по формуле:

$$Q_{мг} = 3,6 \cdot 10^{-2} \tau C_{Q_y} N_{п} K_0^2 K'_p$$

;

$$Q_{мс} = 3,6$$

.

24

.

0,59204

.

0,58594

.

1,001736²

.

29,4466=885,65 т/ч, средний расход мазута в течение суток (за 24 часа)

\bar{Q}_c

=36,9 т/ч.

Приложение 4

к Методическим указаниям по измерению расхода мазута с применением специальных суживающих устройств на тепловых электростанциях

Расчет перепада давления

Δ

***p* с учетом перемещения уровней**

раздела в разделительных сосудах и среднеквадратической относительной погрешности, вносимой разделительными сосудами

1. Исходные данные:

1) дифманометр ДМ-3583М;

2) диаметр мембраны $D_m = 100 \text{ мм} = 0,1 \text{ м}$;

3) полный ход мембраны $h = 5,0 \text{ мм} = 0,005 \text{ м}$;

4) номинальный перепад давления

Δ

$$p_{\text{макс}} = 0,4 \text{ кгс/см}^2 = 39227 \text{ Па};$$

5) разделительная жидкость водоглицериновая смесь (1:1 по объему), плотность

ρ

$$\rho = 1130 \text{ кг/м}^3;$$

б) плотность мазута

ρ

$$\rho_m = 945 \text{ кг/м}^3;$$

7) ускорение свободного падения $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

8) разделительный сосуд СР-25-2-Б;

9) внутренний диаметр сосуда $d_c = 90 \text{ мм} = 0,09 \text{ м}$.

2. Порядок расчета:

1) определяется измерительный объем $V_{и}$ дифманометра по формуле (10) настоящих Методических указаний:

$$V_{и} = \frac{3,14 \cdot 0,1^2 \cdot 0,005}{4} = 3,9 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

м^3

3. Определяется перепад давления с учетом перемещения уровней раздела в сосудах по формуле (9) настоящих Методических указаний:

$$\Delta p = 39227 + \frac{8 \cdot 3,9 \cdot 10^{-5} \cdot (1130 - 945) \cdot 9,81}{3,14 \cdot 0,09^2} = 39227 + \frac{0,56623}{0,0254} = 39249 \text{ Па}$$

4. Дополнительная погрешность измерения расхода мазута

δQ_{pc}

(%), вносимая разделительными сосудами определяется по формуле (11) настоящих Методических указаний:

$$\delta Q_{pc} = \frac{400 \cdot 3,9 \cdot 10^{-5} \cdot 9,81 \cdot (1130 - 945)}{3,14 \cdot 0,09^2 \cdot 39227} = 0,028 \%$$

среднеквадратическая относительная погрешность составляет:

$$\sigma_{pc} = \frac{\delta Q_{pc}}{2} = \frac{0,028}{2} = 0,014\%$$

Приложение 24
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по экспресс - оценке экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на тепловых электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по экспресс–оценке экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на тепловых электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, устанавливают единые принципы и порядок проведения экспресс–оценочных расчетов по определению эффективности энергосберегающих мероприятий, проводимых на тепловых электростанциях.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методические указания определяют методы экономии топливно-энергетических ресурсов на основе отбора наиболее эффективных мероприятий путем экспресс - оценочных расчетов.

3. Методические указания позволяют без проведения детализированных расчетов с достаточной степенью точности определять из всего состава предполагаемых мероприятий наиболее эффективные.

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) простые критерии

–
критерии без учета фактора времени;

2) интегральные критерии

–
критерии, рассчитываемые с применением дисконтирования;

3) срок окупаемости

–
скорость возврата вложенных в мероприятие капитальных вложений;

4) дисконтирование

–
определение стоимости денежного потока путем приведения стоимости всех выплат к определенному моменту времени;

5) норма дисконта

–
норма доходности на вложенные средства, требуемая инвестором.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Критерии эффективности энергосберегающих мероприятий на тепловых электростанциях

6. Эффективность энергосберегающих мероприятий определяется системой критериев, отражающих соотношение затрат на проведение мероприятий и результатов, получаемых на тепловых электрических станциях (далее

ТЭС) от их осуществления. В зависимости от масштабности и значимости мероприятий используются простые или интегральные критерии их экономической эффективности.

7. Простые критерии применяются при оценке эффективности малозатратных мероприятий, характеризующихся:

1) единовременными затратами на проведение мероприятия осуществляются в сроки менее одного года;

2) достигнутые вследствие проведения мероприятия технико-экономические результаты и дополнительные годовые эксплуатационные издержками, вызванными внедрением мероприятия, остаются неизменными в течение последующих лет эксплуатации.

В качестве простых критериев используется срок окупаемости инвестиций.

8. При разработке крупномасштабных мероприятий применяются интегральные критерии, рассчитываемые с применением дисконтирования. Дисконтирование затрат и результатов осуществляется путем приведения будущих затрат и результатов к нынешнему периоду. Современная стоимость будущей суммы определяется с помощью дисконтирующего множителя.

9. В качестве интегральных критериев используются:

1) чистый дисконтированный доход (далее ЧДД);

2) дисконтированный срок окупаемости инвестиций.

10. Годовой прирост чистой прибыли от внедрения мероприятия (

Δ $\Pi_{\text{ч}}$) определяется разницей годового прироста балансовой прибыли и платежами и налогами:

Δ
 $\Pi_{\text{ч}} =$
 Δ

$$P_6 - \Delta N \quad (1)$$

где

$$\Delta P_6$$

— годовой прирост балансовой прибыли, тенге;

$$\Delta N$$

увеличение суммы установленных налогов и других платежей, тенге /год.

11. Годовой прирост балансовой прибыли

ΔP_6 определяется по выражению:

$$P_6 = \Delta P - \Delta U_{\text{сум}} \quad (2)$$

где

$$\Delta P$$

— стоимостная оценка технико-экономических результатов осуществления мероприятия, тенге/год:

1)

$$\Delta P =$$

$$\Delta V_{\text{Ц}_T}$$

где

$$\Delta V$$

— экономия топливно-энергетических ресурсов, тонн условного топлива (далее - т у.т.);

C_T - средняя цена одной тонны условного топлива на момент осуществления мероприятия;

$\Delta U_{\text{сум}}$ - суммарный прирост годовых эксплуатационных издержек, вызванный осуществлением мероприятия, тенге/год:

2)

$\Delta U_{\text{сум}} =$

$\Delta U_{\text{ам}} +$

$\Delta U_{\text{э}}$

где

$\Delta U_{\text{ам}}$

— прирост амортизационных отчислений, тенге/год;

$\Delta U_{\text{э}}$

— дополнительные годовые эксплуатационные издержки, вызванные осуществлением мероприятия, без амортизационных отчислений, тенге/год.

12. Годовой прирост чистой прибыли

$\Delta \Pi_{\text{ч}}$ с учетом формулы (2) определяется:

$\Delta \Pi_{\text{ч}} =$

$\Delta P -$

$\Delta U_{\text{сум}} -$

ΔH

(3)

13. Критерием эффективности мероприятия является условие:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} > 0 \quad (4)$$

14. Срок окупаемости инвестиций ($T_{\text{ок}}$)

— наименьший отрезок времени, в течение которого единовременные затраты на проведение мероприятия возмещаются за счет приростов чистой прибыли и амортизационных отчислений:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{м}}}{\Delta \Pi_{\text{ч}} + \Delta U_{\text{зм}}}, \quad (5)$$

— где $K_{\text{м}}$

капитальные вложения на проведение мероприятия, тенге.

15. Критерием эффективности мероприятия является неравенство:

$$T_{\text{ок}} \leq T_{\text{пр}}, \quad (6)$$

— где $T_{\text{пр}}$ - срок окупаемости, приемлемый для участвующих в финансировании мероприятия.

16. Выбор наиболее эффективных из нескольких намечаемых мероприятий производится по максимальным значениям чистой прибыли при приемлемом сроке окупаемости:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} \rightarrow \max \text{ при } T_{\text{ок}} \leq T_{\text{пр}} \quad (7)$$

17. ЧДД определяется как разность за расчетный период между стоимостной оценкой технико-экономических результатов и затратами определяется:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T (\Delta P_t - \Delta U_{\text{зт}} - K_{\text{мт}} - \Delta H_t + L_t)(1+e)^{1-t}, \quad (8)$$

где T

— расчетный период эффективности энергосберегающих мероприятий, от 10 до 15 лет;

Δ

P_t

— стоимостная оценка технико-экономических результатов в году t , тенге/год;

Δ

$U_{эт}$

— дополнительные годовые эксплуатационные издержки в году t , вызванные проведением мероприятия, без амортизационных отчислений на реновацию, тенге/год;

K_{mt}

— капитальные вложения в году t на проведение мероприятия, тенге/год;

Δ

H_t

— увеличение налогов и платежей в году t , тенге/год;

L_t

— ликвидационная стоимость основных фондов в году t , тенге/год;

$(1 + e)^{1-t}$

— коэффициент дисконтирования (коэффициент приведения, дисконтирующий множитель);

e

— норма дисконта, принимаемая с учетом банковских процентов на вклады, инфляции и риски.

18. Критерием эффективности мероприятия является условие:

$$ЧДД > 0 \quad (9)$$

19. Дисконтированный срок окупаемости инвестиций

— минимальный временной интервал (от начала осуществления мероприятия), по истечении которого чистый дисконтированный доход становится и в дальнейшем остается положительным.

20. Срок окупаемости с учетом дисконтирования результатов и затрат определяется на основании уравнений:

$$\sum_{t=1}^T (\Delta P_t - \Delta U_{эт} - K_{мт} - \Delta H_t + \Pi_t) (1 + e)^{1-t} = 0 \quad (10)$$

или

$$\sum_{t=1}^T (\Delta \Pi_{чт} + \Delta U_{амт} - K_{мт} + \Pi_t) (1 + e)^{1-t} = 0 \quad (11)$$

21. Критерием эффективности мероприятия является неравенство (6):

$$T_{ок} \leq T_{пр}$$

Глава 3. Методика расчета технико-экономических результатов энергосберегающих мероприятий на тепловых электростанциях

22. Методика устанавливает единый порядок расчета основных технико-экономических результатов осуществления на тепловых электростанциях энергосберегающих мероприятий.

23. Техничко-экономические результаты энергосберегающих мероприятий, проводимых на тепловых электростанциях, приводят к экономии топливно-энергетических ресурсов.

24. К технико-экономическим результатам, приводящим к снижению удельных расходов топлива на тепловой электростанции, относятся:

- 1) повышение коэффициента полезного действия (далее КПД) нетто котла;
- 2) снижение удельного расхода тепла брутто на турбину;
- 3) снижение расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС;
- 4) снижение потерь топлива на пуски котла.

25. К технико-экономическим результатам, приводящим к сбережению топлива на электростанции при наличии на ней нескольких групп основного оборудования, относятся:

- 1) увеличение (изменение) мощности и отпуска энергии;
- 2) повышение надежности;
- 3) увеличение продолжительности межремонтного периода;
- 4) сокращение продолжительности ремонта.

26. В общем виде годовой прирост балансовой прибыли

Δ
 $\Pi_{\text{б}}$, в соответствии с формулой (2) настоящих Методических указаний от мероприятия, дающего эффект непосредственно на электростанции, определяется по выражению:

$$\Delta \Pi_{\text{б}} = B \Delta \Pi_{\text{т}} - \Delta U_{\text{сум}} \quad (12)$$

27. Годовой прирост балансовой прибыли

Δ
 $\Pi_{\text{б}}$ в соответствии с формулами (2) и (12) настоящих Методических указаний от мероприятия, определяется:

$$\Delta \Pi_{\text{б}} = D + B \Delta \Pi_{\text{т}} - \Delta U_{\text{сум}} \quad (13)$$

где

Δ
 D - прирост дохода за счет сбереженного топлива, вызванного энергосберегающими мероприятиями, тенге.

28. Годовой прирост балансовой прибыли

Δ
 $\Pi_{\text{б}}$ на ТЭС от повышения КПД нетто котла определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{б}} = B \left(1 - \frac{\eta_1}{\eta_2} \right) \Pi_{\text{т}} - \Delta U_{\text{сум}}, \quad (14)$$

где B - годовой расход топлива (в условном исчислении) котлом до проведения энергосберегающего мероприятия, т у.т.;

η

η_1 и

η_2

2 - среднегодовые КПД котла нетто до и после проведения энергосберегающего мероприятия, %.

29. Годовой прирост балансовой прибыли

Δ

$\Pi_{\text{б}}$ в соответствии с формулами (2) и (12) настоящих Методических указаний на ТЭС от снижения удельного расхода тепла брутто на турбину определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{б}} = B_{\text{з}} \left(1 - \frac{q_2}{q_1} \right) \Pi_{\text{т}} - \Delta U_{\text{сум}}$$

(15)

где q_1 и q_2

—
удельный расход тепла брутто на турбину соответственно до и после проведения энергосберегающего мероприятия, килокалорий/кило Ватт час, (далее - ккал/(кВт

ч).

где B

—
годовой расход топлива котлом до проведения энергосберегающего мероприятия, т у.т.

30. Годовой прирост балансовой прибыли

Δ

$\Pi_{\text{б}}$ в соответствии с формулами (2) и (12) настоящих Методических указаний ТЭС от снижения расхода электроэнергии на собственные нужды при заданных графиках отпуска электроэнергии и тепла определяется по формуле:

Δ

$$\Pi_{\text{б}} = B_{\text{эл}} (W_{\text{сн1}} - W_{\text{сн2}}) \Pi_{\text{т}} -$$

Δ

$U_{\text{сум}}$

(16)

где $B_{\text{эл}}$ - среднегодовой удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию до проведения энергосберегающего мероприятия, грамм /кило Ватт час, (далее - г/(кВт

ч);

$W_{сн1}$ и $W_{сн2}$ - годовой расход электроэнергии на собственные нужды электростанции соответственно до и после проведения энергосберегающего мероприятия, кило Ватт час, (далее - кВт

.

ч).

31. Годовой прирост балансовой прибыли

Δ
 $P_б$ в соответствии с формулами (2) и (12) настоящих Методических указаний от снижения потерь топлива при пуске энергоблока или агрегата определяется по формуле:

$$\Delta P_б = (B_н - B_ф) C_t n_п z - U_{сум} \quad (17)$$

где $B_н$

— норма пусковых потерь абсолютного удельного расхода топлива в условном исчислении, т у.т.;

$B_ф$

— фактические или расчетные пусковые потери абсолютного удельного расхода топлива в условном исчислении, определяемые по этапам для энергоблока - простой котла, подготовка к пуску, растопка котла, толчок турбины, стабилизация режима работы, т у.т.;

$n_п$

— число пусков в году t;

z

— число однотипных энергоблоков (агрегатов), на которых осуществляется мероприятие.

32. На электростанциях с поперечными связями годовой прирост балансовой прибыли

Δ
 $P_б$ в соответствии с формулами (2) и (12) настоящих Методических указаний от предотвращения отказов оборудования определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{\sigma} = (B_{нкi} m_{ки} z_{ки} + B_{нтj} m_{тj} z_{тj}) \Pi_{т} - U_{сум} \quad (18)$$

где $B_{нкi}$ и $B_{нтj}$

— нормы пусковых потерь абсолютных удельных расходов топлива в условном исчислении при пуске соответственно котлов i -го и турбин j -го типа, т.у.т.;

$m_{ки}$ и $m_{тj}$

— предотвращенное число отказов (внеплановых пусков) соответственно котлов i -го и турбин j -го типа;

$z_{ки}$ и $z_{тj}$

— количество соответственно котлов i -го и турбин j -го типа.

33. На блочных электростанциях годовой прирост балансовой прибыли

$\Delta \Pi_{\sigma}$ в соответствии с формулами (2) и (12) настоящих Методических указаний от предотвращения отказов оборудования определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{\sigma} = \left(\sum B_{нбi} m_{би} z_{би} \right) \Pi_{т} - U_{сум} \quad (19)$$

где $B_{нбi}$

— норма пусковых потерь топлива в условном исчислении при пуске энергоблоков i -го типа, т.у.т.;

$m_{би}$

— предотвращенное число отказов (внеплановых пусков) энергоблоков i -го типа;

$z_{би}$

— количество энергоблоков i -го типа.

Глава 4. Предотвращение снижения балансовой прибыли за счет повышения надежности оборудования ТЭС

34. Повышение надежности оборудования ТЭС влечет за собой частные результаты:

- 1) предотвращение убытков (снижение прибыли) ТЭС, вызываемых недоотпуском ТЭС электрической и тепловой энергии;
- 2) предотвращение убытков ТЭС, вызываемых расходом топлива на внеплановые пуски основного оборудования в случае его аварийного отключения;
- 3) предотвращение убытков ТЭС, вызываемых проведением восстановительных (аварийных) ремонтов.

35. Предотвращение убытков ТЭС, вызванных недоотпуском электрической и тепловой энергии

$\Delta\Pi_{\text{г}}$

определяется:

- 1) при наличии в энергосистеме резерва электрической и тепловой мощности и энергии:

$\Delta\Pi_{\text{г}}$

$$= [(B_{\text{мэл}} - B_{\text{эл}})$$

Δ

$$W_{\text{нед}} + (B_{\text{рез.т}} - B_{\text{т}})$$

Δ

$$Q_{\text{нед}}] C_{\text{т}} -$$

Δ

$$U_{\text{сум}} \quad (20)$$

где

Δ

$$W_{\text{нед}} \text{ и}$$

Δ

$$Q_{\text{нед}}$$

—

предотвращенные недоотпуски ТЭС электрической и тепловой энергии вследствие проведения мероприятия, направленного на повышение надежности оборудования, определяемые на основе статистических данных об отказах оборудования за ряд предшествующих лет и оценки воздействия мероприятия на сокращение отказов оборудования;

$$B_{\text{мэл}}$$

—

удельный расход топлива на малоэкономичном агрегате энергосистемы, г/(кВт

ч);

$$\frac{V_{\text{эл}}}{\dots}$$

удельный расход топлива на отпуск электроэнергии с шин электростанции, на которой внедряется мероприятие, г/(кВт

ч);

$$\frac{V_{\text{рез.т}} \text{ и } V_{\text{т}}}{\dots}$$

удельный расход топлива на отпуск тепла соответственно резервными источниками и ТЭС, на которой внедряется мероприятие, килограмм/Гигакалорий, (далее - кг/Гкал);

2) при дефиците в энергосистеме электрической и тепловой мощности и энергии убытки определяются:

$$\Delta \Pi_{\text{б}}^{\text{э}}$$

$$= T_{\text{эл}}$$

$$\Delta$$

$$W_{\text{нед}} (1 -$$

$$\beta_{\text{эл}})$$

$$- V_{\text{эл}}$$

$$\Delta$$

$$W_{\text{нед}} \Pi_{\text{т}} + T_{\text{т}}$$

$$\Delta$$

$$Q_{\text{нед}} (1 -$$

$$\beta_{\text{т}})$$

$$- V_{\text{т}}$$

$$\Delta$$

$$Q_{\text{нед}} \Pi_{\text{т}} -$$

$$\Delta$$

$$U_{\text{сум}} \quad (21)$$

$$\text{где } T_{\text{эл}}$$

средний тариф на электроэнергию в энергосистеме, тенге/килоВатт час, (далее - тенге/(кВт

ч);

T_T

тариф на тепло, тенге/Гигакалорий, (далее - тенге/Гкал);

β_T

коэффициент потерь энергии в тепловых сетях, 1,2 рекомендуется применять для трубопроводов, диаметром менее 150 миллиметров (далее мм) и 1, 15 для трубопроводов 150 мм и более.

$\beta_{эл}$

коэффициент потерь энергии в электросетях;

V_T

удельный расход топлива на отпуск тепла;

$V_{эл}$

удельный расход топлива на отпуск электроэнергии.

36. Предотвращение убытков ТЭС, связанных с расходом топлива на внеплановые пуски определяется на тепловых электростанциях с поперечными связями в соответствии с формулой (18), на блочных электростанциях в соответствии с формулой (19).

Глава 5. Учет составляющих затрат на осуществление энергосберегающих мероприятий

37. Затраты на осуществление энергосберегающих мероприятий состоят из капитальных вложений и годовых эксплуатационных издержек, вызванных внедрением мероприятия:

1) капитальные вложения на осуществление мероприятия K_M складываются из двух составляющих:

$$K_M = K_{M1} + K_{M2}, \quad (22)$$

где K_{M1}

затраты на проведение научно-исследовательских, проектных и конструкторских работ, тенге;

$$K_{M2}$$

стоимость строительно-монтажных и наладочных работ, оборудования, материалов, запасных частей и затраты на эксплуатацию в период проведения мероприятия, тенге;

2) при внедрении одного мероприятия на нескольких однотипных агрегатах (объектах), капитальные вложения определяются по выражению:

$$K_M = K_{M1} + n_{ag} K_{M2}, \quad (23)$$

где n_{ag}

количество агрегатов (объектов), на которых внедряется мероприятие;

3) при определении годового экономического эффекта применительно к одному агрегату капитальные вложения определяются по выражению:

$$K_M = \frac{K_{M1}}{n_{ag}} + K_{M2}.$$

(24)

4) суммарные годовые эксплуатационные издержки, вызванные с внедрением мероприятия (

$\Delta U_{сум}$), включают амортизационные отчисления и дополнительные затраты на эксплуатацию:

$$\Delta U_{сум} =$$

$$\Delta U_{ам} +$$

$$\Delta U_{э}, \quad (25)$$

где

$$\Delta U_{ам}$$

амортизационные отчисления, тенге/год:

$$\Delta U_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_M,$$

(26)

α

ам

—

норма амортизационных отчислений, %;

Δ

$U_э$

—

дополнительные затраты на эксплуатацию, тенге/год.

Глава 6. Методика экспресс - оценочного расчета экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС

38. Расчет экономической эффективности энергосберегающих мероприятий определяется в последовательности:

1) капитальные вложения:

$$K_M = K_{M1} + K_{M2} \quad (27)$$

2) годовые дополнительные эксплуатационные издержки:

Δ

$U_{сум} =$

Δ

$U_{ам} +$

Δ

$U_э$

3) годовой прирост балансовой прибыли для мероприятия, дающего эффект непосредственно на ТЭС:

Δ

$\Pi_б =$

Δ

$B \cdot Ц_T -$

Δ

$U_{сум}$

(28)

4) годовой прирост балансовой прибыли для мероприятия, дающего эффект в энергосистеме или на данной ТЭС при наличии нескольких групп оборудования:

$$\Delta \Pi_{\text{б}} = \Delta D + \sum \Delta (B_i \cdot C_T - U_{\text{сум}}); \quad (29)$$

5) при получении нескольких технико-экономических результатов годовой прирост балансовой прибыли определяется по сумме эффектов, получаемых от реализации этих результатов в обоих перечисленных выше случаях:

$$\Delta \Pi_{\text{б}} = \sum \Delta (B_i \cdot C_T - U_{\text{сум}}) + \sum \Delta (D_i + \sum \Delta (B_i \cdot C_T - U_{\text{сум}})); \quad (30)$$

где

$$\sum \Delta$$

D_i - суммарная дополнительная выручка в энергосистеме или на данной ТЭС с различными группами оборудования, тенге;

Σ

Δ

$V_i C_T$ - суммарный энергосберегающий эффект на ТЭС или в энергосистеме в стоимостном выражении, тенге;

б) сумма приростов налогов и отчислений:

Δ

$H =$

γ

Δ

$P_6,$

где

γ

- процент налогов и отчислений от прибыли осуществляемого мероприятия;

7) годовой прирост чистой прибыли:

Δ

$P_ч =$

Δ

$P_6 -$

Δ

H

(31)

8) срок окупаемости единовременных затрат на проведение мероприятия:

$$T_{ок} = \frac{K_M}{\Delta P_ч + \Delta U_{эм}}$$

(32)

39. Расчет интегральных критериев эффективности производится в следующей последовательности:

1) доход в году t :

$P =$

Δ

$P_{чt} +$

Δ

$$U_{amt} - K_{mt} - H_t; \quad (33)$$

2) коэффициент приведения:

$$a_t = (1 + e)^{1-t}; \quad (34)$$

3) чистый экономический эффект в году t:

$$\varepsilon_{\text{ЭК}} = ($$

Δ

$\Pi_{\text{чт}} +$

Δ

$$U_{amt} - K_{mt} - H_t + L_t) (1 + e)^{1-t} \quad (35)$$

4) интегральный эффект (ЧДД) нарастающим итогом:

$$\varepsilon_{\text{инт}} = \sum_1^T (\Delta \Pi_{\text{чт}} + \Delta U_{amt} - K_{mt} - H_t + L_t) (1 + e)^{1-t}.$$

(36)

5) срок окупаемости единовременных затрат на проведение мероприятия $T_{\text{ок}}$ по уравнению:

$$\sum_1^T (\Delta \Pi_{\text{чт}} + \Delta U_{amt} - K_{mt} - H_t + L_t) (1 + e)^{1-t} = 0.$$

(37)

Глава 7. Стадии расчета экспресс - оценки экономической эффективности энергосберегающего мероприятия

40. На стадии разработки мероприятия рассчитываются:

1) ожидаемые технико-экономические результаты проведения мероприятия (повышение КПД нетто котла, снижение расхода электроэнергии на собственные нужды);

2) ожидаемая годовая экономия от проведения мероприятия;

3) ожидаемые затраты на проведение мероприятия;

4) ожидаемая экономическая эффективность мероприятия по установленным показателям и критериям.

64. На стадии внедрения мероприятия рассчитываются:

1) достигнутые технико-экономические результаты внедрения мероприятия;

2) фактическая годовая экономия от внедрения мероприятия;

3) фактические затраты на внедрение мероприятия;

4) фактическая экономическая эффективность мероприятия на базе достигнутых показателей.

41. Основными составляющими затрат на проведение энергосберегающего мероприятия являются единовременные затраты на разработку проекта, приобретение, доставку и установку оборудования, аппаратуры и приборов и годовые текущие расходы, связанные с их эксплуатацией.

42. Примеры расчета экспресс - оценке экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на тепловых электростанциях представлены согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Приложение
к Методическим указаниям по
экспресс-оценке экономической
эффективности
энергосберегающих мероприятий на
тепловых электростанциях

Примеры расчета экспресс - оценке экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на тепловых электростанциях

1. Примеры расчета выполнены по условной тепловой электростанции, оборудованной теплофикационными турбинами типа Т-100-130 и котлами типа ТГМП-90, в соответствии с разработанным в настоящих Методических указаниях расчетом технико-экономических показателей энергосберегающих мероприятий и их эффективности.

2. В примерах расчета принято, что все мероприятия, приводящие к перечисленным выше технико-экономическим результатам, проводятся на одной из турбин типа Т-100-130 и одном из котлов типа ТГМП-90.

3. Исходные данные для расчета экспресс - оценки эффективности энергосберегающих мероприятий представлены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные для расчета технико-экономических показателей при проведении энергосберегающих мероприятий и определении их эффективности.

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Условное обозначение	Значение показателя
1	2	3	4	5
1	Номинальная мощность: 1) электрическая 2) тепловая	тысяч кВт	$N_{\text{ном}}$	100
		Гкал/ч	$Q_{\text{ном}}$	180
2	Годовой отпуск энергии: электрической тепловой	миллион кВт	$W_{\text{отп}}$	596,0
		ч тысяч Гкал	$Q_{\text{отп}}$	725,3
3	Расход на собственные нужды энергии: электрической	миллион кВт ч	$W_{\text{сн}}$ $Q_{\text{сн}}$	34,7

	тепловой	тысяч Гкал тысяч т.у.т.		В	43,5 288,1
4	Удельный расход топлива на отпуск энергии: электрической тепловой	г/(кВт · ч) кг/Гкал		$B_{эл}$ B_T	305,6 131,5
5	Удельный расход топлива от резервных источников на отпуск энергии: электрической тепловой	г/(кВт · ч) кг/Гкал		$B_{рез.эл}$ $B_{рез.т}$	412,6 180,2
7	Коэффициент использования установленной мощности: электрической тепловой	% %		$k_{эл}$ k_T	72,0 46,0
8	Коэффициент расхода на собственные нужды энергии: электрической тепловой	% %		$b_{сн.эл}$ $b_{сн.т}$	5,50 6,00
9	Коэффициент потерь энергии в сетях: электрических тепловых			$b_{эл}$ b_T	12 10
10	Цена 1 т топлива в условном исчислении:	тысяч тенге/т у.т. .		C_T	4,784
11	Средний тариф на отпуск энергии: электрической тепловой	тенге/(кВт · ч) тенге/Гкал		$T_{эл}$ T_T	3,0 1134
12	Процент налогов и отчислений	%		g	25
13	Норма дисконта	-		e	0,1

4. Экспресс-оценка экономической эффективности за счет повышения КПД нетто котла при установке стационарного обдувочного устройства на пароперегревателе котла с целью уменьшения потерь тепла с уходящими газами. Исходные данные:

1) КПД нетто котла до проведения мероприятия

$$\eta_1 = 92,1\%;$$

2) КПД нетто котла после проведения мероприятия

$$\eta_2 = 93,5\%;$$

3) единовременные затраты на проведение мероприятия $K_M = 6$ миллион тенге;

4) суммарные эксплуатационные расходы, вызванные проведением мероприятия

Δ

$$U_{\text{сум}} = 120 \text{ тысяч тенге};$$

5) амортизационные отчисления

Δ

$$U_{\text{ам}} = 120 \text{ тысяч тенге.}$$

5. Расчет годового прироста балансовой прибыли:

1) экономия топлива в условном исчислении:

Δ

$$B = B (1 -$$

η

1/

η

$$2) = 288,1$$

.

$$1000$$

.

$$(1 - 92,1/93,5) = 4313,8 \text{ т.у.т};$$

2) стоимость сэкономленного топлива:

Δ

$$C_{\text{т}} =$$

Δ

$$B \text{ Ц}_{\text{т}} = 4313,8$$

.

$$4,784 = 20637,2 \text{ тысяч тенге};$$

3) годовой прирост балансовой прибыли:

Δ

$$П_{\text{б}} =$$

Δ

$$C_{\text{т}} -$$

Δ

$$U_{\text{сум}} = 20637,2 - 120 = 20517,2 \text{ тысяч тенге.}$$

6. Расчет экономической эффективности:

1) годовой прирост чистой прибыли:

$$\Delta$$
$$П_{ч} =$$

$$\Delta$$
$$П_{б} (1 -$$

$$\gamma$$
$$/100) = 20517,2 (1 - 0,25) = 27356,2 \text{ тысяч тенге};$$

2) срок окупаемости единовременных затрат на проведение мероприятия:

$$T_{ок} = K_{м} / ($$

$$\Delta$$
$$П_{ч} +$$

$$\Delta$$
$$U_{ам}) = 1200 / (27356,2 + 120) = 0,43 \text{ года.}$$

7. Экспресс-оценка экономической эффективности за счет снижения удельного расхода тепла брутто на турбину при восстановлении уплотнений в проточной части и доведении зазоров до заводских значений. Результат- снижение удельного расхода тепла брутто на турбину за счет уменьшения утечек пара. Исходные данные:

1) удельный расход тепла брутто на турбину до проведения мероприятия $q_1 = 1628,00 \text{ ккал/(кВт$

.
ч);

2) удельный расход тепла брутто на турбину после проведения мероприятия $q_2 = 1614,00 \text{ ккал/(кВт$

.
ч);

3) единовременные затраты на проведение мероприятия $K_{м} = 4000 \text{ тысяч тенге};$

4) норма амортизации

$$\alpha$$
$$_{ам} = 2,5 \%;$$

5) суммарные эксплуатационные расходы, вызванные проведением мероприятия

$$\Delta$$
$$U_{сум} = 80 \text{ тысяч тенге};$$

6) амортизационные отчисления

$$\Delta$$
$$U_{амор} = 80 \text{ тысяч тенге.}$$

8. Расчет годового прироста балансовой прибыли:

1) экономия топлива в условном исчислении:

Δ

$$B = B (1 - q_2/q_1) = 288,1$$

.

1000

.

$$(1 - 1614/1628) = 2477,52 \text{ т.у.т};$$

2) стоимость сэкономленного топлива:

Δ

$$C_T =$$

Δ

$$B C_T = 2477,52$$

.

$$4,784 = 11852,45 \text{ тысяч тенге};$$

3) годовой прирост балансовой прибыли:

Δ

$$П_б =$$

Δ

$$C_T -$$

Δ

$$U_{\text{сум}} = 11852,45 - 80 = 11772,45 \text{ тысяч тенге};$$

9. Расчет экономической эффективности:

1) годовой прирост чистой прибыли:

Δ

$$П_ч =$$

Δ

$$П_б (1 -$$

γ

$$/100) = 11772,45 (1 - 0,25) = 8829,3 \text{ тысяч тенге};$$

2) срок окупаемости единовременных затрат на проведение мероприятия:

$$T_{\text{ок}} = K_M / ($$

Δ

$P_{\text{ч}} +$

Δ

$U_{\text{ам}}) = 800 / (8829,3 + 80) = 0,89$ года.

Приложение 25
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по модернизации, реконструкции и замене устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по модернизации, реконструкции и замене устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и применяются для модернизации, реконструкции и замены устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций, выработавших ресурс или морально устаревших.

Модернизация, реконструкция и замена устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) тепловых электростанций заключается в обеспечении устойчивости и надежности работы энергосистем.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Техническое перевооружение энергообъекта или его части

— замена защищаемого основного оборудования (генератора, трансформатора, выключателей), внедрение автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее

— АСУ ТП) (необходима установка как минимум одного микропроцессорного устройства на каждом присоединении).

3. Технические средства и программное обеспечение микропроцессоров (далее

— МП) РЗА выполняются с использованием модульного принципа. При этом обеспечивается независимая работа исправных модулей при отказах или неисправностях в соседних модулях. Этим обеспечивается и независимость реализации заданных функций при потере какой-либо из них.

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) релейная защита

— совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы линий электропередач (далее

— ЛЭП) и оборудования, которые могут привести к их повреждению и (или) нарушению устойчивости энергосистемы, формирования управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов с целью отключения этих ЛЭП и оборудования от энергосистемы, формирования предупредительных сигналов;

2) устройство РЗА

— техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель) и его цепи, реализующие заданные функции РЗА и обслуживаемые оперативно и технически как единое целое.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Основные критерии, определяющие необходимость замены устройств РЗА, выработавших срок службы или морально устаревших

5. Несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройства требованиям к селективности, быстродействию, чувствительности, резервированию при действующих или предусматриваемых в ближайшей перспективе схемах или режимах работы тепловой электростанции.

6. Невозможность восстановления требуемых характеристик устройства при проведении технического обслуживания.

7. Фактический износ аппаратов электромеханического устройства до состояния, требующего их замены, значительное превышение аппаратов количества срабатываний, нормируемых согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

8. Неудовлетворительное состояние изоляции контрольных кабелей, монтажных проводов по механической (высыхание, трещины, хрупкость) или электрической

прочности, или по уровню сопротивления изоляции, существенные изменения внешнего вида значительной части монтажных проводов устройства, катушек, изоляционных трубок.

9. Рост количества случаев изменения характеристик и (или) повреждений элементов устройства, выявленных при проведении технического обслуживания и при анализе случаев неправильной работы.

10. Рост относительного числа отказов функционирования (процента неправильной работы устройства).

11. Прекращение выпуска устройств и запасных частей к ним.

Глава 3. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене устройств РЗА, выработавших установленный срок службы

12. На каждом предприятии необходим периодически пересматриваемый перечень подлежащих замене устройств РЗА в порядке очередности замены с учетом срока их эксплуатации, защищаемого оборудования, возможных последствий отказа или ложной работы, наличия отечественных микроэлектронных аналогов.

13. Для внедрения микропроцессорных устройств требуются специальные испытания для оценки электромагнитной обстановки (далее

—
ЭМО) на электростанции и проведение при необходимости мероприятий, обеспечивающих ее совместимость с уровнем помехозащищенности устройств.

14. При техническом перевооружении основного оборудования тепловой электростанции или его части производится замена всех выработавших срок службы устройств РЗА этого оборудования, включая кабели вторичных цепей, и тех устройств, состояние которых соответствует хотя бы одному из критериев пунктов 5

—
11 настоящих Методических указаний.

15. При техническом перевооружении для замены устройств РЗА используются микропроцессорные устройства или в отдельных случаях однотипные с заменяемыми электромеханическими или микроэлектронными устройствами.

16. Замена устройств РЗА на объектах, где предусматривается техническое перевооружение основного оборудования, предусматривается проектом перевооружения с учетом срока эксплуатации и фактического состояния устройств.

17. На энергообъектах, где техническое перевооружение основного оборудования не предусматривается в ближайшие годы, а состояние устройств требует замены, заменяются на однотипные электромеханические или микроэлектронные устройства.

В устройствах, находящихся в относительно удовлетворительном состоянии, с целью продления срока службы заменяются наименее надежные блоки, реле, кабели или другие элементы устройств.

18. Проверка устройств РЗА (в том числе вторичных цепей, измерительных трансформаторов, элементов приводов коммутационных аппаратов) проводится при новом включении защищаемого электрооборудования (или после реконструкции действующего) для оценки исправности аппаратуры и вторичных цепей, правильности схем соединений, настройки заданных параметров защиты, работоспособности устройств РЗА в целом.

Внеочередная проверка проводится при частичном изменении схем, состава устройства, при замене отдельных элементов или при реконструкции устройств РЗА, при необходимости проверки и (или) изменения уставок или характеристик защиты.

19. При вводе новых объектов и реконструкции существующих предусматриваются согласно Электросетевых правил, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899):

1) оснащение современными цифровыми программируемыми устройствами РЗА, совмещающими функции защиты (автоматики), регистратора аварийных событий и определителя места повреждения (короткого замыкания), позволяющими осуществить:

- а) увеличение возможностей самоконтроля и саморезервирования устройств РЗА;
- б) снижение затрат на техническое обслуживание устройств РЗА;
- в) снижение энергопотребления устройств РЗА;
- г) уменьшение габаритов и материалоемкости устройств РЗА;
- д) возможность включения устройств РЗА в единые системы автоматизированного управления производства, передачи электрической энергии;

2) оснащение общеподстанционными устройствами регистрации доаварийного и аварийного режимов, последовательности событий (в том числе устройств РЗА) на всех подстанциях напряжением 500-1150 кВ (далее

кВ) и напряжением 110-220 кВ, примыкающих к питающим источникам электрической энергии (электростанциям);

3) интеграция устройств РЗА во вновь создаваемые многоуровневые системы дистанционного технологического и противоаварийного управления, сбора и анализа информации, задания (измерения) технических параметров

уставок и принципов действия устройств РЗА.

20. Энергопредприятия самостоятельно или с привлечением других предприятий и организаций, на договорной основе, которые имеют официально оформленное право (лицензию) на производство соответствующих работ, обеспечивают проведение модернизации, реконструкции и замены устройств РЗА.

21. Вновь смонтированные устройства РЗА и вторичные цепи перед вводом в работу подвергаются наладке и приемочным испытаниям. Разрешение на ввод новых

устройств и их включение в работу выдается в установленном порядке с записью в журнале релейной защиты и электроавтоматики согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

Приложение 26
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по ликвидации аварий в электрической части энергосистемы

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по ликвидации аварий в электрической части энергосистемы (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для обеспечения безопасного функционирования электрической части энергосистемы.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) аварийное нарушение

— недопустимые отклонения технологических параметров работы электроустановки или ее элементов, вызвавшие вывод их из работы или повреждение во время эксплуатации;

2) системная авария - аварийное нарушение режимов работы объектов электроэнергетики, приведшее к потере устойчивости единой электроэнергетической системы Республики Казахстан и разделению ее на части;

3) технологическое нарушение

— отказ или повреждение оборудования и (или) сетей, в том числе вследствие возгорания или взрывов, отклонения от установленных режимов, несанкционированное отключение или ограничение работоспособности оборудования или ее неисправность, которые привели к нарушению процесса производства, передачи, потребления электрической и (или) тепловой энергии.

Примечание: в зависимости от характера и тяжести последствий технологические нарушения в работе единой электроэнергетической системы Республики Казахстан (далее

—
ЕЭС), электростанций, районных котельных, электрических и тепловых сетей классифицируются на аварии, отказы I степени и отказы II степени согласно Правил проведения расследования и учета технологических нарушений в работе единой электроэнергетической системы электростанций, районных котельных, электрических и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 121 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10558) (далее - Правила проведения расследования и учета технологических нарушений).

Во всем тексте настоящих Методических указаний термин "ликвидация аварий" читать как "ликвидация технологических нарушений".

4) режим "авария"

—
мера, вводимая системным оператором на соответствующем участке электрической сети в случаях аварийных нарушений, для ликвидации которых необходимо включить (отключить) генерирующие агрегаты или изменить активную нагрузку генераторов электростанций;

5) единая электроэнергетическая система Республики Казахстан

—
совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей Республики Казахстан;

6) системный оператор

—
национальная компания, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка электрической энергии, а также передачу электрической энергии по национальной электрической сети, ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности;

7) аварийная готовность

—
время, необходимое для восстановления рабочего состояния оборудования или линии электропередачи (далее - ЛЭП) в случаях, когда продолжение ремонта может повлечь за собой ограничения (отключения) потребителей или резкое снижение надежности работы энергообъекта (электростанции, подстанции), энергосистемы (объединения);

8) оперативный персонал

—

персонал, осуществляющий оперативное управление энергоустановками (осмотр, оперативные переключения, подготовка рабочего места, допуск и надзор за работающим персоналом).

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Порядок организации работ при ликвидации аварий

3. В случаях аварийных нарушений системным оператором вводится режим "авария" на соответствующем участке электрической сети и вводятся в действие резервы электрической мощности согласно Правил по предотвращению аварийных нарушений в единой электроэнергетической системе Казахстана и их ликвидации, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 2 февраля 2015 года № 58 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10552) (далее

—
Правила по предотвращению аварийных нарушений).

4. Распоряжения системного оператора по предотвращению аварийных нарушений и их ликвидации в единой электроэнергетической системе исполняются всеми субъектами оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан, согласно Правилам по предотвращению аварийных нарушений.

5. Аварийной ситуацией является изменение в нормальной работе оборудования, которое создает угрозу возникновения аварии. Признаки аварии определяются согласно Правилам проведения расследования и учета технологических нарушений.

6. Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц. При возникновении аварийной ситуации обеспечивается безопасность людей и сохранность оборудования.

7. Действия оперативного персонала системного оператора и взаимодействующих с ним пользователей сети во время различных аварийных ситуаций в ЕЭС Казахстана регламентируются "Инструкцией по предотвращению и ликвидации аварий" (далее

—
Инструкция), утверждаемой системным оператором, разрабатываемой системным оператором, в соответствии Электросетевыми правилами, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899).

8. На основании данной Инструкции пользователями сети разрабатываются инструкции по ликвидации аварий для оперативного персонала своих электроустановок, в которых помимо прочего определены порядок и условия ручных действий оперативного персонала, связанных с:

- 1) повышением частоты;
- 2) понижением частоты;
- 3) повышением напряжения;
- 4) понижением напряжения;
- 5) перегрузкой межрегиональных и региональных связей;
- 6) возникновением асинхронного режима и синхронных качаний;
- 7) разделением ЕЭС Казахстана;
- 8) повреждением и отключением воздушной линии 220-500-1150 киловольт (далее – кВ);
- 9) потерей значительной части генерирующей мощности;
- 10) повреждением выключателей и разъединителей;
- 11) неисправностями и отказами устройств релейной защиты и автоматики и противоаварийной автоматики.

9. Распределение функций между оперативно-диспетчерским персоналом различных уровней определяется инструкциями по предотвращению, локализации и ликвидации аварийных нарушений на основе положений, согласно Правил по предотвращению аварийных нарушений и Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066):

1) оперативно-диспетчерским персоналом самостоятельно производятся все операции по предотвращению, локализации и ликвидации аварийных нарушений и предупреждению их развития, если такие операции не требуют координации действий оперативно-диспетчерского персонала объектов между собой и не вызовут развития аварийного нарушения или задержку в ее ликвидации;

2) нижестоящим оперативно-диспетчерским персоналом ставится в известность вышестоящий оперативно-диспетчерский персонал о следующих нарушениях режима на своем объекте в соответствии с принадлежностью оборудования.

10. Нижестоящим оперативно-диспетчерским персоналом ставится в известность вышестоящий оперативно-диспетчерский персонал о следующих нарушениях режима на своем объекте в соответствии с принадлежностью оборудования при:

1) автоматических отключениях, включениях, исчезновении напряжения, перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий электропередачи и

трансформаторов, по которым осуществляется связь электросетей различных напряжений;

2) возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях электропередачи, трансформаторах, снижении напряжения в контрольных точках, недопустимом повышении напряжения на оборудовании, перегрузке генераторов, синхронных компенсаторов, работе устройств автоматического регулирования возбуждения, автоматической частотной разгрузке, возникновении качаний;

3) внешних признаках короткого замыкания как на электростанции (подстанции), так и вблизи ее, о работе защит на отключение и сигнал, работе устройств автоматического повторного включения, частотного автоматического повторного включения, автоматического включения резерва, режимной автоматики, об уровне частоты электрического тока, о причинах отключения оборудования, линий электропередачи и строго выполняет распоряжения вышестоящего диспетчера.

11. Руководство ликвидацией аварийных нарушений осуществляется следующим образом:

1) руководство ликвидацией аварийных нарушений, охватывающих несколько регионов, осуществляется диспетчером национального диспетчерского центра системного оператора единой электроэнергетической системы;

2) ликвидация аварийных нарушений, затрагивающих режим работы одного региона, производится под руководством диспетчера регионального диспетчерского центра;

3) аварийные нарушения в электрических сетях, имеющие местное значение и не затрагивающие режима работы единой электроэнергетической системы

— диспетчером региональной электросетевой организации или диспетчером опорной подстанции в зависимости от района распространения таких нарушений и структуры управления сетями;

4) на подстанциях

— дежурным подстанции, оперативно-выездной бригадой, мастером или начальником группы подстанций в зависимости от типа обслуживания подстанции;

5) на электростанции

— начальником смены станции.

12. Диспетчер оператора единой электроэнергетической системы и регионального диспетчерского центра самостоятельно производятся все операции по предотвращению, локализации и ликвидации аварийных нарушений и предупреждению их развития в единой электроэнергетической системе на оборудовании, находящемся в их оперативном управлении и ведении, а также получается необходимая информация,

приостанавливается, изменяется ход ликвидации аварийного нарушения на оборудовании, не находящемся в его оперативном управлении или ведении, если это вызывается необходимостью.

13. Все оперативные переговоры и распоряжения диспетчеров всех уровней диспетчерского управления, а также начальников смен электрических станций и дежурных подстанций во время ликвидации аварийного нарушения фиксируются на записывающие устройства.

14. Приемка и сдача смены при ликвидации аварийного нарушения в зависимости от его характера производится с разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

15. В тех случаях, когда при ликвидации аварийного нарушения операции производятся на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, сдача смены производится с разрешения руководящего административно-технического персонала энергетического объекта, на котором произошло аварийное нарушение.

16. Оперативно-диспетчерским персоналом осуществляется руководство ликвидацией аварийного нарушения, принимаются решения и осуществляются мероприятия по восстановлению нормального режима, независимо от присутствия лиц из числа административно-технического персонала.

17. Все распоряжения диспетчера национального диспетчерского центра системного оператора единой электроэнергетической системы (регионального диспетчерского центра, региональной электросетевой организации) по вопросам, входящим в его компетенцию, исполняются подчиненным оперативно-диспетчерским персоналом. В случаях угрозы жизни людей, нарушению сохранности оборудования или потери электрической энергии для собственных нужд электростанций, подстанций, дежурным персоналом отменяется по собственному решению распоряжение диспетчера национального диспетчерского центра системного оператора единой электроэнергетической системы, отдавшего такое распоряжение, и сообщается ему и главному инженеру предприятия о принятом решении.

18. При возникновении аварийных ситуаций, для ликвидации которых необходимо включить/отключить генерирующие агрегаты или изменить активную нагрузку генераторов электростанций, диспетчером, управляющим ликвидацией нарушений, вводится режим "авария" на соответствующем участке национальной или региональной электрической сети.

19. Во время действия режима "авария" процедуры, связанные с выполнением договорных отношений на рынке, приостанавливаются в той части электрической сети, в которой она произошла.

20. Оперативный персонал электрических станций и сетей, для формирования навыков принятия оперативных решений проходит периодическое обучение и

противоаварийные тренировки. Оперативный персонал, не прошедший периодического обучения и противоаварийных тренировок, не допускается к выполнению своих обязанностей.

21. Все переключения в аварийных ситуациях производятся оперативным персоналом в соответствии с инструкциями предприятия при обязательном применении всех защитных средств без специального об этом напоминания, согласно Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907).

22. При быстром (секунды, доли секунды) протекании аварийных процессов, в которых действия оперативно-диспетчерского персонала невозможны, предусматривается противоаварийная автоматика, основными целями которой являются:

- 1) предотвращение нарушения устойчивости;
- 2) ликвидация асинхронного режима;
- 3) устранение недопустимого повышения/понижения частоты и напряжения.

23. Устройства противоаварийной автоматики устанавливаются в электрической сети национальной электрической сети, региональной электросетевой организации, субъектов оптового рынка электрической энергии.

24. В целях предотвращения нарушения режима работы энергетических систем, возникновения и развития аварийных нарушений, их локализации и ликвидации путем выявления недопустимых отклонений параметров электрического режима или опасных аварийных возмущений применяется противоаварийная автоматика, осуществляющая противоаварийное управление на автоматическое снижение генерации или потребление электрической мощности.

25. Противоаварийное управление на снижение генерации осуществляется устройствами автоматической разгрузки электростанций, воздействующими на отключение генераторов на блочных электростанциях, гидроэлектростанциях или разгрузки турбин. Противоаварийное управление на аварийное увеличение генерации осуществляется устройствами автоматической загрузки генераторов.

26. Противоаварийное управление на снижение потребления применяется для ограничения снижения частоты и напряжения, предотвращения нарушения устойчивости, ограничения токового перегруза оборудования путем автоматического отключения потребителей и реализуется устройствами автоматики частотной нагрузки, специальной автоматики отключения нагрузки.

27. Специальная автоматика отключения нагрузки выполняется на объектах потребителей, которая допускается по характеру технологического процесса внезапный перерыв питания на время, достаточное для мобилизации резервов или введения

ограничений у других потребителей. Для обеспечения надежности работы противоаварийной автоматики специальная автоматика отключения нагрузки, в первую очередь, применяется на объектах крупных потребителей, а при недостаточности объема специальной автоматики отключения нагрузки на объектах крупных потребителей или их отсутствии в энергетическом узле специальная автоматика отключения нагрузки применяется на объектах других потребителей.

28. Системным оператором осуществляется мониторинг объема нагрузки, подключенной к специальной автоматике отключения нагрузки.

29. Автоматика частотной разгрузки применяется для предотвращения и ликвидации системных аварий, которые возникают из-за снижения частоты при внезапных дефицитах активной мощности.

30. Объем и уставки автоматики частотной разгрузки определяются системным оператором. При определении объемов рассматриваются возможные наложения аварийных режимов и ремонтных схем. При определении объемов автоматики частотной разгрузки исходят из наиболее тяжелых по размерам дефицитов мощности аварийных ситуаций.

31. Системным оператором задается региональному диспетчерскому центру граничные условия действия автоматики частотной разгрузки, частотного автоматического повторного включения

—
минимально допустимый объем подключенной нагрузки, диапазон уставок автоматики частотной разгрузки, минимальное количество очередей, распределение объема нагрузки между очередями автоматики частотной разгрузки.

32. Региональным диспетчерским центром определяется распределение потребителей по ступеням автоматики частотной разгрузки, при этом подключение потребителей осуществляется к ступеням автоматики частотной разгрузки с меньшей частотой и большим временем срабатывания.

33. Ежегодно по региону главным инженером межсистемной электрической сети утверждается перечень потребителей, подключенных к устройствам автоматики частотной разгрузки, и согласовывается главным диспетчером национального диспетчерского центра.

34. Для предотвращения и ликвидации технологических нарушений в единой электроэнергетической системе системным оператором в первую очередь вводятся оперативные резервы мощности, включая доступные резервы мощности энергетических систем сопредельных государств, а при их полном исчерпании и возникновении угрозы потери устойчивости вводятся ограничения потребителей, снижается экспорт электрической энергии в энергетические системы соседних государств.

35. План мероприятий, обеспечивающих ввод ограничений, ежегодно разрабатывается региональным диспетчерским центром совместно с каждым субъектом оптового рынка электрической энергии и утверждается главным диспетчером национального диспетчерского центра системного оператора.

36. Ограничение потребления электроэнергии субъектов оптового рынка электрической энергии, производится в случаях:

1) снижения генерирующей мощности у поставщика электроэнергии при исчерпании оперативных резервов мощности;

2) аварийного отключения или аварийной перегрузки линий и оборудования при исчерпании оперативных резервов мощности;

3) длительного (более двух часов) снижения частоты в единой электроэнергетической системе ниже 49,6 Гц и исчерпании оперативных резервов мощности.

37. Ввод ограничений при снижении генерирующей мощности у поставщика электроэнергии производится при отсутствии ее замещения и исчерпании оперативных резервов мощности.

38. Ограничения отменяются после подъема нагрузки энергопроизводящей организацией до величины, установленной суточным графиком, либо подъема нагрузки для этих целей другой энергопроизводящей организацией с последующим письменным подтверждением.

39. Потребители, отключенные от автоматической частотной разгрузки, включаются после ввода резервов мощности и/или ввода ограничений при условии восстановления режимных параметров (частоты, напряжения, значений мощности).

40. С началом функционирования балансирующего рынка в режиме реального времени ограничения потребителей вводятся в аварийных режимах при исчерпании резервов мощности системного оператора.

41. Ввод ограничений при аварийном отключении, превышении пропускной способности линии электропередачи и допустимых перегрузок оборудования производится при:

1) аварийном отключении линий электропередачи напряжением 220-500 кВ со снижением пропускной способности остающихся в работе высоковольтных линий (ввод ограничений осуществляется в адрес потребителей в дефицитной части, имеющих договорную поставку электроэнергии по данным воздушных линий);

2) перегрузке линий электропередачи напряжением 220-500 кВ, вызванной потерей генерирующих мощностей в дефицитной части для предотвращения работы противоаварийной автоматики.

42. Объем вводимых ограничений определяется диспетчером системного оператора, исходя из условий обеспечения послеаварийного режима работы электрической сети, и

распределяется пропорционально нагрузке потребителей, установленной суточным графиком.

43. При разрыве, перегрузке связей напряжением 110-220 кВ в регионе ввод ограничений производится самостоятельно соответствующим диспетчерским центром.

44. Ввод ограничений при длительном снижении частоты в единой электроэнергетической системе производится при:

1) длительной работе с частотой ниже 49,6 Гц в течение двух часов и более потребление электрической мощности регионов (отдельных потребителей) уменьшается на величину регулирующего эффекта нагрузки. Коррекция потребления по частоте составляет 0,8-1 % мощности потребления региона (энергетического узла, потребителя) на 0,1 Гц отклонения частоты;

2) снижение частоты ниже 49,6 Гц ввод ограничений для поддержания заданных суточным графиком уровней потребления с коррекцией по частоте производится потребителями самостоятельно. В случае невыполнения самостоятельно корректировки потребления по частоте в течение 20 минут, диспетчерский центр вводит принудительные ограничения данного потребителя.

45. В случае потери возможности осуществления диспетчерского управления ЕЭС Казахстана с основного диспетчерского центра, функции управления ЕЭС Казахстана передаются дублеру.

46. Пользователи сети обмениваются номерами телефонов с национальным диспетчерским центром системного оператора единой электроэнергетической системы и местными энергопередающими организациями в письменной форме с указанием представителей пользователей сети, уполномоченных принимать решения и которые могут входить на контакт в течение 24 часов в сутки.

При возникновении нарушения:

1) если нарушение возникло на электроустановке пользователя сети, он уведомляет об этом системного оператора и энергопередающую организацию, к сетям которой он присоединен;

2) если нарушение возникло на электроустановке энергопередающей организации, она уведомляет системного оператора и всех присоединенных пользователей сети об этом;

3) если нарушение возникло на электроустановке системного оператора, системный оператор сообщает об этом пользователям сети, в чьем управлении или ведении находится электроустановка.

47. После получения уведомления либо при самостоятельном обнаружении нарушения системный оператор определяет, является ли факт нарушения системной аварией. В случае подтверждения признаков системной аварии, системным оператором устанавливаются причины системной аварии и приступают к ее ликвидации.

С момента установления причины аварии все коммуникации между диспетчерами регионального диспетчерского центра системного оператора предоставляются диспетчеру национального диспетчерского центра системного оператора единой электроэнергетической системы по его требованию.

Приложение 27
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением свыше 110 кВ

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением свыше 110 кВ (далее – кВ) (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяются на силовые кабельные линии напряжением свыше 110 кВ.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) кабельная линия

— линия для передачи электроэнергии или ее отдельных импульсов, состоящая из одного или нескольких, соединенных между собой без коммутационных аппаратов, параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла;

2) кабельный коллектор

— туннель, предназначенный для размещения в нем кабелей и других коммуникаций;

3) кабельный туннель

— закрытое кабельное сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий;

4) кабельный канал

—
закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие, непроходное кабельное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых возможно производить лишь при снятом перекрытии;

5) кабельная шахта

—
закрытое вертикальное протяженное проходное (снабженное по всей высоте скобами или лестницей) или непроходное (со съемной полностью или частично стеной, или дверями (люками) на каждом этаже) сооружение с кабельными конструкциями;

6) кабельный блок

—
кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами;

7) кабельный короб (далее

короб)

—
закрытое горизонтальное или наклонное протяженное непроходное со съемными крышками сооружение с кабельными конструкциями или без конструкций;

8) кабельная маслonaполненная линия низкого давления

—
линия, в которой длительно допустимое избыточное давление масла не превышает 0,5 - 0,6 мега Паскаль (далее

МПа) (килограмм силы /квaдрaтный сантиметр (далее - кгс/см²);

9) кабельная маслonaполненная линия высокого давления

—
линия, в которой длительно допустимое избыточное давление масла более 1 МПа (10 кгс/см²);

10) секция кабельной маслonaполненной линии низкого давления

—
участок линии между стопорными муфтами или стопорной и концевой муфтами;

11) разветвительное устройство

—
часть маслonaполненной кабельной линии высокого давления между концом стального трубопровода и концевыми однофазными муфтами;

12) подпитывающее устройство

—
автоматически действующее устройство, состоящее из баков, насосов, труб, перепускных клапанов, вентилях, щита автоматики и другого оборудования,

предназначенного для обеспечения подпитки маслом кабельной линии высокого давления;

13) длительно допустимая токовая нагрузка кабельной линии

—
максимальная постоянная нагрузка, при которой кабельная линия может нормально работать в течение всего гарантированного срока;

14) перегрузка кабельной линии

—
превышение длительно допустимой нагрузки линии в нормальном или аварийном режиме работы кабельной линии;

15) кабельная арматура

—
конструкции, предназначенные для соединения, ответвления, оконцевания и крепления кабелей.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. При эксплуатации силовых кабельных линий напряжением свыше 110 кВ руководствуются согласно Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 123 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10799) (далее - Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий) и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907) (далее

—
Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок).

Сооружение кабельных линий, выбор конструкции кабелей и способа их прокладки производятся согласно Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851).

4. Кабели на напряжение свыше 110 кВ выпускаются с изоляцией из сшитого полиэтилена и маслonaполненные низкого и высокого давления.

5. Маслоподпитывающие устройства обеспечивают подпитку маслом кабельных линий во всех расчетных режимах.

6. Электрическая прочность и надежность маслonaполненных кабельных линий обеспечиваются лишь при условии сохранения маслом высоких диэлектрических свойств (малых диэлектрических потерь, высокой электрической прочности). Для

обеспечения стабильности диэлектрических свойств изоляции и предотвращения развития ионизационных процессов в ней масло, предназначенное для маслонаполненных кабельных линий, подвергается глубокой дегазации.

7. В отличие от обычных кабельных линий (с вязкой пропиткой) эксплуатация маслонаполненных кабельных линий связана с рядом таких требований, как необходимость систематического наблюдения за состоянием маслоподпитывающих устройств, наблюдения за состоянием (качеством) масла в кабельных линиях, обеспечения высокой герметичности всей системы, предотвращения попадания в кабель воздуха и образования газа из-за разложения масла.

8. Для маслонаполненных кабельных линий свыше 110 кВ особое внимание следует обращать на предотвращение коррозионного разрушения оболочек кабелей и особенно стальных трубопроводов на линиях высокого давления.

9. Использование пропускной способности линий учитывает дополнительный нагрев изоляции за счет диэлектрических потерь. Кабельные линии низкого давления выполняются из однофазных кабелей и поэтому требуют учета влияния токов, наводимых в оболочках.

10. В настоящее время выпускаются кабельные системы с изоляцией из сшитого полиэтилена.

При выполнении надзора за работами, производящимися на трассах кабельных линий, и работ по определению мест повреждений на этих линиях руководствуются настоящими Методическими указаниями.

Глава 2. Нагрузочная способность кабельных линий

11. Для маслонаполненных кабельных линий всех типов напряжением свыше 110 кВ включительно для любых условий прокладки (в грунте, в воздухе и под водой) установлена длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил, равная 70 градус Цельсия (далее -

С).

12. Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил кабелей, проложенных в грунте, в воздухе и под водой, может быть увеличена до 85

С для кабелей на напряжение 110 и 220 кВ (кроме кабелей марок МНСА

маслонаполненный, низкого давления, в свинцовой оболочке, с упрочняющим покровом и с защитным покровом из слоев битумного состава,

полиэтилентерефталатных лент и пропитанной кабельной пряжи и МНСК

маслонаполненный, низкого давления, в свинцовой оболочке, с упрочняющим покровом, с подушкой, с броней из круглых стальных оцинкованных проволок, с наружным покровом из слоев битумного состава, полиэтилентерефталатных лент и пропитанной кабельной пряжи) и до 75

о

С для кабелей на напряжение 330 и 500 кВ и кабелей марок МНСА и МНСК при наличии данных об охлаждении кабелей по всей длине трассы, при применении для засыпки траншей с кабелями специального грунта, согласно приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, с улучшенными тепловыми свойствами и при условии, что коэффициент нагрузки не превышает 0,8 максимального расчетного значения.

13. Длительно допустимые токовые нагрузки для маслонаполненных линий зависят от конструкции кабеля, числа параллельно проложенных кабелей, условий прокладки (грунт, воздух) и определяются расчетом при проектировании кабельных линий с учетом результатов изысканий, выполненных на трассе проектируемой линии.

14. В процессе эксплуатации пересчет нагрузок при необходимости производится по результатам нагрузочных испытаний.

Расчет производится в соответствии ГОСТ 60641-2-2006 - "Прессшпан и многослойная бумага электротехнического назначения. Часть 2. Методы испытаний", который рекомендует при установлении длительно допустимой токовой нагрузки учитывать значение тока в оболочке и медных лентах упрочняющего слоя, поверхностный эффект и эффект близости жил, удельное тепловое сопротивление грунта, наличие вентиляции и коэффициент нагрузки. При выборе сечения кабеля проектные организации учитывают требования к нагрузочной способности кабельной линии.

15. Для среднерасчетных условий длительно допустимые токовые нагрузки для маслонаполненных кабелей на напряжение 110

—
220 кВ в свинцовых и алюминиевых оболочках, приведены в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям.

16. Для среднерасчетных условий прокладка в грунте на глубине 1500 миллиметров (далее

—
мм) одного кабеля или двух параллельных кабелей с расстоянием в свету 500 мм (для кабелей низкого давления) и 580 мм (для кабелей высокого давления) или прокладка в воздухе. Кабели низкого давления располагаются по вершинам равностороннего треугольника без зазора. Оболочки заземлены с обоих концов линии. Для среднерасчетных условий удельное тепловое сопротивление грунта принимается равным 120 градус Цельсия

сантиметр/Ватт (далее -

о

С

см/Вт), изоляции 500 (

о

С

см/Вт), защитных покровов 600 (

о

С

см/Вт) и температура окружающей среды соответственно 25 и 15

о

С для воздуха и грунта.

17. Для кабелей низкого давления со стальной проволочной броней марки МНСК, длительно допустимая токовая нагрузка принята равной 0,94 - при прокладке в воздухе и 0,90 - при прокладке в земле. Длительно допустимой токовой нагрузки кабелей марки МНСА находящихся в аналогичных условиях эксплуатации, при условии, что у кабеля марки МНСК свинцовые оболочки и проволочная броня разных фаз соединяются и заземляются с двух сторон.

18. Длительно допустимые токовые нагрузки для маслонаполненных кабельных линий на напряжение 330 и 500 кВ устанавливаются при проектировании для каждой линии в отдельности для конкретных условий их прокладки.

19. Контроль, за нагрузками кабельных линий осуществляется дежурным персоналом соответствующих подстанций по амперметрам, на шкале которых наносится риска красного цвета, соответствующая допустимому току.

20. В аварийных режимах маслонаполненные кабельные линии допускают непрерывную перегрузку длительностью 100 часов в год, если коэффициент нагрузки не превышает 0,8; и 50 часов в год, если коэффициент нагрузки более 0,8. При этом температура нагрева жил кабелей всех марок, кроме МНСК и МНСА, на напряжение 110 и 220 кВ не превышает 90

о

С, а температура нагрева жил кабелей марок МНСА и МНСК и кабелей на напряжение 330 и 500 кВ не превышает 80

о

С.

21. Если при перегрузках кабельных линий напряжением до 220 кВ включительно температура нагрева жил не превышает 80

°

С, то допускается увеличение продолжительности перегрузки до 500 часов в год. При этом длительность непрерывной перегрузки не должна превышать 100 часов, а перерыв между перегрузками должен быть не менее 10 суток.

22. При перегрузке кабельных линий в аварийных режимах установлен контроль за их температурой.

23. Допустимые аварийные перегрузки и нагрузки для условий, отличающихся от средне расчетных, определяются для каждой конкретной линии.

24. При недопустимом повышении давления масла в кабельной линии или отдельной кабельной секции линия должна быть отключена.

Включение линии в работу разрешается только после устранения причин его повышения.

25. Значения минимальной температуры воздуха, при которой допускается эксплуатация кабельных линий и их отдельных элементов, приведены в таблице 1 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям.

26. Необходимость устройства подогрева концевых муфт кабелей низкого давления определяется в процессе проектирования при расчете подпитки каждой конкретной линии с учетом возможной средней минимальной температуры наиболее холодной пятидневки и абсолютного минимума температуры воздуха в климатической зоне, в которой предполагается прокладка кабеля.

27. При температурах, ниже указанных в таблице 1 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям, перед включением линии масло в муфтах подогревается до температуры плюс 10

°

С, что достигается предварительным обогревом концевых муфт в течение 2 суток перед включением.

28. При необходимости контроля нагрева маслонаполненных линий высокого и низкого давлений термодатчики заложены на подземных и воздушных участках линии. При прокладке в грунте, термодатчики устанавливаются в местах с наименее теплопроводными грунтами (насыпные, чернозем, каменистая почва) и содержащими наименьшее количество влаги, то есть участки с наихудшими условиями охлаждения.

29. На кабельных линиях высокого давления установка термодатчиков на воздушных участках проводится для:

1) уточнения пропускной способности линий в жаркое время года и контроля действия вентиляции, установленной в помещениях;

2) контроля нагрева разветвительных устройств;

3) контроля нагрева крутонаклонных участков стального трубопровода и вертикальных участков кабелей, расположенных в шахтах.

30. При наличии нескольких линий, проложенных на электростанциях и подстанциях, когда количество заложённых термодатчиков является значительным и тепловые измерения становятся трудоемкими, применяется автоматическая регистрация температуры нагрева линий (например, с помощью электронных мостов).

31. При контроле нагрева маслонаполненных кабельных линий (особенно линий низкого давления) одновременно производится наблюдение за работой подпитывающих устройств, причем при изменении температуры регистрируется давление.

Способы установки термодатчиков на кабелях, методика контроля нагрева и определения температуры жил этих кабелей приведены в приложении 3 к настоящим Методическим указаниям.

32. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена может подвергаться перегрузкам с температурой свыше 90

°

С, но как можно реже, при этом температура жилы может достигать 105

°

С. Отдельные аварийные перегрузки не повлияют значительно на срок службы кабеля. Тем не менее, частота и длительность таких перегрузок сводятся к минимуму.

Непрерывная нагрузка на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена может прилагаться вплоть до температуры проводника 90

°

С. Ограничивается рабочая температура на уровне 65

°

С для того, чтобы иметь запас по нагрузке, для уменьшения потерь или избежание возможной термической нестабильности.

Температурный мониторинг кабельных линий высокого напряжения на основе кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена приведен в приложении 21 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 3. Обходы и осмотры линий

33. Трассы и сооружения маслонаполненных линий осматриваются в сроки, установленные Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Во время обходов осматриваются трассы кабельных линий и самих кабелей, кабельные колодцы с соединительными и стопорными муфтами, концевые муфты и их подогревательные устройства, подпитывающие пункты, подпитывающая аппаратура, подпитывающие агрегаты и маслопроводы.

34. Осмотры трассы линии производятся монтерами, на которых возложен надзор за кабельными трассами - осмотры колодцев, пунктов питания, туннелей и концевых устройств, производятся мастерами электрической сети (района) или электроцеха.

Дополнительные осмотры трасс и сооружений линий выполняются инженерно-техническим персоналом в соответствии с местными инструкциями.

35. Осмотры кабельных линий производятся систематически во время эксплуатации, перед каждым включением их в эксплуатацию и после окончания ремонтных работ. Внеочередные осмотры производятся после каждого автоматического отключения, а также во время паводков, появления оползней.

36. При осмотрах наземной части линии отслеживается, чтобы вблизи нее не производились работы, не согласованные с энергосистемой (электросетью), чтобы на кабельных трассах не было провалов грунта и всего того, что может вызвать механические повреждения кабелей, местные перегревы, коррозию кабелей. При этом при производстве земляных работ по прокладке других подземных сооружений, пересекающих трассу кабельных линий или прокладываемых параллельно, открытие кабелей низкого давления не производится. В исключительных случаях допускается открытие места пересечения кабельной линии с подземными сооружениями, при котором полностью обеспечивается сохранность кабелей от механических повреждений.

37. При обходе трассы обращается внимание на исправность концевых муфт, люков колодцев, на наружное состояние подпитывающих пунктов (строительной части и запирающих устройств), на состояние кабелей низкого напряжения, подходящих к подпитывающим пунктам и колодцам, а также соединительных маслопроводов.

38. Вблизи подводной части линий обращается внимание, не стоят ли суда в местах, где установлены запрещающие знаки, и проверяется состояние береговых сигнальных знаков.

39. При осмотре колодца проверяется внешнее состояние кабелей, соединительных и стопорных муфт, маслоподпитывающих трубок, проверяется целостность контура заземления, нет ли воды или посторонних предметов в колодце, грязи на стенах и перекрытиях, смещений кабелей с конструкцией. При наличии потеков масла, вмятин на маслоподпитывающих трубках, смещений кабелей, нарушения целостности контура заземления, воды или посторонних предметов в колодце производится запись в журнале о необходимости устранения указанных недостатков.

40. При осмотре подпитывающих пунктов на линиях низкого давления проверяется состояние всей установленной маслоподпитывающей аппаратуры, маслопроводов, вентилях, контрольно-сигнальных устройств и помещения пункта питания, проверяется установка электроконтактных манометров и телефонная связь, производится запись в

журнал значений потенциала и силы тока катодной защиты и давления масла во всех элементах линии. При отклонении давления от допустимых значений производящий осмотр сообщает об этом руководству или диспетчеру электрической сети.

41. При осмотрах концевых муфт проверяется, нет ли потеков масла через места уплотнений и в местах паек, на маслопроводах и кранах, проверяются заземляющие спуски и присоединения сопротивлений катодных станций, а также проверяется, нет ли трещин и сколов на фарфоровых покрышках.

42. При осмотрах линий высокого давления проверяется состояние трубопроводов, обходных труб, вентилях, разветвительных устройств, контура заземления и присоединений сопротивлений катодных станций. При наличии течей масла в трубопроводе, обходных трубах, вентилях и разветвительных устройствах, деформации (смещения) трубопроводов, при нарушении креплений трубопровода (на "мертвых" опорах) и медных труб разветвлений и антикоррозионного покрытия труб производится запись в журнале о необходимости устранения указанных недостатков. При осмотрах также производится запись в журнал значений потенциала и силы тока катодной защиты.

43. При осмотрах маслоподпитывающих агрегатов на линиях высокого давления проверяется:

- 1) давление масла в линиях по показаниям манометров;
- 2) правильность установок электроконтактных манометров и мановакуумметров;
- 3) действие перепускных клапанов и масляных насосов;
- 4) уровень масла и значение вакуума в баке-хранилище масла;
- 5) правильность работы вакуумного насоса (пробным пуском от руки);
- 6) наличие и уровень масла в уплотнительных ваннах масляных насосов;
- 7) положение накладок для отключения защиты от понижения давления масла;
- 8) положение соленоидных и сильфонных вентилях;
- 9) пределы изменений давлений по диаграммам самопишущих манометров.

В журнал записываются показания всех приборов. При наличии каких-либо дефектов производится запись в журнале о необходимости их устранения.

44. При осмотре концевых муфт на линиях высокого давления проверяется давление масла в баках, подпитывающих камеры низкого давления, работа нагревательных элементов (в зимнее время), проверяется, нет ли трещин и сколов на фарфоровых покрышках муфт, их загрязнения, а также течи масла из вентилях.

45. Осмотры подводных частей линии производятся по местным инструкциям. Ширина зоны осмотра 20 метра (по 10 метров от линии в каждую сторону). Осмотры оформляются двусторонним актом представителями водолазной службы и работниками энергосистемы (электрической сети, электростанции).

46. При обнаружении дефектов, представляющих опасность для работы кабельной линии, производящий осмотр ставит в известность руководство электрической сети (района) или электростанции.

47. Записи в журналах обходов и осмотров систематически просматриваются, намечаются необходимые мероприятия по устранению дефектов или изменению режима работы линий с указанием исполнителей и сроков устранения дефектов.

Глава 4. Наблюдение за состоянием масла в кабельных линиях

48. Для создания нормальных условий работы линии в ней постоянно поддерживается заданное давление масла. Поддержание давления осуществляется подпиткой линии маслом в определенных расчетных точках.

Параметры давлений масла и вид подпитывающего устройства маслonaполненных кабелей всех типов приведены в таблице 2 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям.

49. Подпитка линий низкого давления (таблица 2 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям) осуществляется от баков давления (ранее для этих целей устанавливались баки питания), которые размещаются в подпитывающих пунктах.

На подпитывающих пунктах сосредоточено большое количество подпитывающей аппаратуры. Помещение подпитывающего пункта оборудуется освещением, вентиляцией, насосами для откачки воды.

50. На линиях низкого давления с кабелями, рассчитанными на длительную работу под давлением 0,0245

—
0,294
—
0,490 МПа (0,25
—
3,0
—
5,0 кгс/см²), при кратковременных переходных режимах допускается давление 0,0148
—
0,590
—
0,980 МПа (0,15
—
6,0
—
10,0 кгс/см²).

51. При длительном снижении давления масла до 0,0148 МПа (0,15 кгс/см²) кабельная линия низкого давления подпитана и давление в ней доведено до 0,0245 МПа

(0,25 кгс/см²) или до минимального расчетного давления в месте измерения. Если после этого давление в линии будет вновь падать, то она отключается. При этом выясняются и устраняются причины снижения давления, после чего линия вновь включается в работу.

52. При длительном повышении давления выше максимальных длительно допустимых давлений (таблица 2 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям) вопрос об отключении кабельной линии низкого давления решается главным инженером предприятия, в ведении которого находится линия.

53. При снижении давления масла до 0,0102 МПа (0,11 кгс/см²) кабельная линия низкого давления аварийно отключается.

54. Подпитка линий высокого давления производится от автоматически действующих маслоподпитывающих агрегатов, в которых кроме бака для подпитки линий имеются нагнетательные маслонасосы, масляные коллекторы (для групповой подпитки линий), сильфонные вентили и другая аппаратура.

55. На кабельных линиях высокого давления, рассчитанных на длительную работу под внутренним давлением масла в пределах 1,08-1,57 МПа (11,0-16 кгс/см²), при переходных тепловых режимах допускается кратковременное изменение давления в пределах 0,980-1,76 МПа (10,0-18,0 кгс/см²).

При давлении масла, равном 0,490 МПа (5 кгс/см²) для кабелей 110 кВ и 0,785 МПа (8 кгс/см²) для кабелей 220 кВ и выше, производится автоматическое отключение линии.

56. В процессе эксплуатации осуществляется постоянный контроль за характеристиками масла.

57. Основными показателями состояния изоляции маслonaполненной кабельной линии является совокупность характеристик проб масла, систематически отбираемых из различных элементов линии, а также испытание линии на содержание нерастворенного и растворенного газа в масле.

58. Отбираемые пробы масла подвергаются проверкам. Определение производится для всех элементов маслonaполненных кабельных линий на напряжение 110-500 кВ и для концевых муфт (вводов в трансформаторы и комплектные распределительные устройства элегазовые (далее

—
КРУЭ)) кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ.

59. Диэлектрические потери вызывают не только старение масла (окисление, полимеризацию), но и дополнительный нагрев изоляции. В кабелях 110 кВ и особенно 220 кВ и выше этот дополнительный нагрев заметно влияет на пропускную способность линий.

60. Рост диэлектрических потерь в масле не вызывает немедленного изменения диэлектрических характеристик кабельной изоляции в целом, но заметное старение масла и ухудшение его диэлектрических свойств может постепенно привести к ухудшению характеристик всего бумажного пропитанного изолирующего слоя кабеля.

61. Определение тангенса угла диэлектрических потерь в пробах масла производится с помощью стационарных мостов переменного тока. Испытания проводятся при температурах, близких к рабочим (обычно при 100

С) в специальном сосуде согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

62. К отбору проб масла из различных элементов кабельных линий предъявляется ряд требований согласно приложению 5 к настоящим Методическим указаниям, соблюдение которых предотвращает искажение характеристик отбираемых проб.

63. Количество растворенного в масле газа (степень дегазации) определяется с помощью прибора, схематически показанного на рисунке 1 согласно приложению 16 к настоящим Методическим указаниям. Прибор проверяется на натекание, а рекомендуемое соотношение между объемом прибора и объемом масла в нем не менее 10.

64. Степень дегазации масла определяется по давлению газа, выделяющегося из него при впуске масла в сосуд, из которого с помощью специального устройства (абсорбциометра) предварительно откачан воздух до остаточного давления (ниже давления насыщения испытуемого масла).

65. При испытании масла на линии или в масляном хозяйстве прибор присоединяется непосредственно к объекту (баку давления, муфте, дегазационной установке).

66. При определении степени дегазации в лабораторных условиях проба масла отбирается в специальный сосуд, согласно рисунку 2 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям.

До взятия пробы масла сосуд должен быть с остаточным давлением 1,3 Па (0,01 миллиметра ртутного столба (далее - мм рт. ст.)).

При открытом верхнем кране и закрытом нижнем сосуд заполняется маслом, затем открывается нижний кран и через сосуд проливается трехкратный объем масла. После пролива масла закрывается сначала нижний кран, а затем верхний. Сосуд до начала измерений имеет температуру отбираемого масла, для чего его доставляют в лабораторию в термостате (например, в банке с подогретым маслом).

67. Степень дегазации масла, имеющего большую вязкость (например, марки С-220), определяется после предварительного его подогрева до температуры 60

С.

68. При всех операциях с маслом при испытаниях на степень дегазации принимаются меры, предотвращающие соприкосновение его с воздухом. Указания по работе с прибором для определения степени дегазации даны в приложении 6 к настоящему Методическим указаниям.

69. Измерение коэффициента пропитки кабельной линии (определение количества нерастворенного газа в изоляции) производится при пропиточном испытании после прокладки или ремонта линии, а также в процессе эксплуатации по мере необходимости (подозрение на попадание воздуха в линию или разложение масла при ионизационных процессах) на каждой фазе каждой секции.

70. Измерение коэффициента пропитки кабельной линии низкого давления производится подключением вспомогательного бака давления и сливной трубки с вентилем и манометром к фазе, которая подвергается испытанию. Давление во вспомогательном баке такое, чтобы избыточное давление в самом верхнем участке было бы в пределах 0,049 - 0,098 МПа (0,5

—
1,0 кгс/см²) для кабелей в алюминиевой и в свинцовой оболочке. Разрешается подключение вспомогательного бака давления на верхнем конце испытываемой фазы.

71. Вентили на рабочих баках давления фазы секции, подвергающейся испытанию, перекрыты, а вентиль вспомогательного бака

—
открыт.

72. Фаза секции, подвергающейся испытанию, выдержана при давлении испытания в течение 1 часа, после чего вентиль вспомогательного бака закрывается, вентиль сливной трубки

—
открывается и масло выпущено в мерный цилиндр. После окончания выпуска масла вентиль сливной трубки перекрывается и восстанавливается рабочая схема подпитки линии.

73. Измерение коэффициента пропитки кабельной линии высокого давления производится при снижении давления от 1,48 МПа (15 кгс/см²) до 0,098 МПа (1,0 кгс/см²) в верхней точке линии при отключенном подпитывающем агрегате сливом масла через коллектор агрегата.

74. Коэффициент пропитки в МПа⁻¹ (кгс/см²)⁻¹ определяется по выражению:

$$K = \frac{\Delta V}{\Delta PV},$$

(1)

где

Δ

V

—

объем масла, слитого из фазы секции, кубический метр (далее - m^3);

V

—

объем масла, содержащегося в фазе, m^3 ;

Δ

P

—

разность давлений в фазе перед началом и после окончания слива масла, МПа (kg/cm^2).

81. Коэффициент пропитки, измеренный при пропиточном испытании кабельной линии после ее прокладки и монтажа, должен быть не более 60

10^{-4} при измерении давления в мега Паскалях (6

10^{-4} при измерении давления в kg/cm^2). Форма протокола пропиточных испытаний приведена согласно приложению 7 настоящих Методических указаний.

75. Отбор проб масла производится бригадой, занимающейся эксплуатацией масляного хозяйства, в соответствии с графиком работ.

76. Бригада, производящая отбор проб масла, имеет разводной ключ, ведро, противень, обтирочный материал. При отборе проб масла из таких элементов кабельной линии, как баки давления, соединительные муфты, бригада, производящая отбор проб, имеет бак давления, заполненный дегазированным маслом, и соединительные шланги (свинцовые трубки или трубки из маслостойкой резины) с накидными гайками.

77. Отбор проб масла и восполнение убыли его в различных элементах линии (от вспомогательного бака давления) производится с соблюдением всех необходимых мер, предотвращающих попадание воздуха в кабельную линию.

78. Перед отбором проб масла тщательно протираются и очищаются сливные краны и патрубки, а также производится промывка отбираемым маслом сливных деталей и посуды, в которую производится отбор проб.

79. После отбора проб все части, смоченные маслом, протираются сухой чистой ветошью без ворса. Через 3

4 часа после взятия пробы убеждаются в отсутствии течи из уплотнений.

80. В приложении 8 к настоящим Методическим указаниям приведен порядок отбора проб масла из различных элементов маслонеполненных линий.

81. Отбор проб масла из линии высокого давления производится после предварительного понижения давления в линии (верхняя точка) до 0,098

—
0,196 МПа (1

—
2 кгс/см²).

При наличии специальных вентилях для отбора проб масла на линиях высокого давления не требуется предварительное понижение давления.

82. Отбор проб масла желательно производить в периоды вывода из работы оборудования в капитальный или текущий ремонт. При отборе проб масла из линий высокого давления восполнение убыли масла производится автоматически от подпитывающего агрегата при восстановлении нормального давления.

83. Отбор проб масла из камер низкого давления концевых муфт и баков давления, подсоединенных к ним, производится так же, как и отбор проб масла из линии низкого давления.

84. Отбор проб масла в эксплуатации производится в сроки, установленные нормами испытания электрооборудования.

85. Отбор на испытание проб масла и изоляционной жидкости производят при вводе в эксплуатацию, через 1 год. Затем через 3 года и в последующем 1 раз в 6 лет.

86. Пробы масла отбираются из концевых, стопорных, полустопорных муфт, баков питания, баков давления и подпитывающих агрегатов.

87. При ухудшении характеристик масла (более чем на 30 % за срок между испытаниями) сроки между отборами проб масла сокращаются в зависимости от местных условий.

88. Дополнительные отборы проб масла производятся после ремонтных работ, связанных с полной или частичной заменой масла в различных элементах кабельных линий. Пробы масла отбираются по окончании ремонтно-восстановительных работ и дополнительно через 3

—
6 месяцев.

89. Если отобранные пробы масла не будут удовлетворять установленным нормам, производится вторичный отбор проб масла. При повторном получении неудовлетворительных результатов вопрос о дальнейшей работе линии (и мероприятия по устранению дефекта) решается главным инженером электрической сети (электростанции).

90. Определение степени дегазации масла и пропиточные испытания производятся после ремонтных работ на линиях, а также по специальному решению главного инженера электрической сети (электростанции).

91. Для всех типов маслонаполненных кабельных линий на напряжение 110 кВ характеристики масел (пробивное напряжение: не менее 45 кВ, кислотное число не более 0,01 мг гидроксида калия КОН на 1 г масла, степень дегазации: не более 1,0 %) при вводе в работу и в эксплуатацию.

92. Значения тангенса угла диэлектрических потерь масла (далее - $\text{tg}\delta$) (при 100 С) при вводе в работу в процессе эксплуатации (в зависимости от срока эксплуатации) удовлетворяют значениям, приведенным в таблице 3 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям.

Содержание растворенного газа в масле (степень дегазации) не выше 1 процент (далее - %), а содержание нерастворенного газа в масле (результат пропиточного испытания) - не выше 0,1 %.

93. При сохранении значений $\text{tg}\delta$ в пределах, указанных в таблице 4 согласно приложению 16 к настоящим Методическим указаниям, производится только регистрация их значений.

94. Если в каком-либо элементе линии от испытания к испытанию отмечается прогрессирующее ухудшение характеристик масла (в первую очередь значений пробивного напряжения и $\text{tg}\delta$), то за таким элементом устанавливается более тщательный контроль, сокращая сроки испытания в 2

3 раза.

95. При возрастании значений $\text{tg}\delta$ выше значений, приведенных в таблице 4 согласно приложению 16 к настоящим Методическим указаниям, принимаются меры по частичной или полной замене масла в линии или секции, исходя из местных условий

96. Если резкое изменение характеристик масла имеет местный характер (например, только в какой-то муфте), то смена масла производится именно в этом элементе, вслед за тем устанавливается усиленное наблюдение за характеристиками масла в нем.

97. Резкое увеличение в кабельной линии количества нерастворенного газа (в одной фазе или в одной секции, по сравнению с количеством газа, определенным после окончания монтажа) сопровождается повышением давления выше допустимых пределов. Это свидетельствует о появлении опасных процессов в изоляции, связанных с разложением масла, и такая линия отключается. В этих случаях производится анализ состава газа, присутствующего в масле. Присутствие заметного количества водорода в газе подтверждает наличие разложения масла. В зависимости от местных условий на

таких линиях (секциях) принимаются меры по восстановлению изоляции (смене масла) или замене кабелей.

98. Для кабельных линий низкого и высокого давлений применяется различное масло, поэтому хранение и обработка его производятся отдельно (во избежание смешения).

99. Организации, эксплуатирующие маслонаполненные кабельные линии, имеют масляное хозяйство, включающее:

- 1) емкости для хранения кабельных масел;
- 2) установку для регенерации (очистки) масел;
- 3) установку для дегазации масел (обычно передвижная);
- 4) оборудование и приспособления для заполнения маслом отдельных элементов линий.

100. Эксплуатация масляного хозяйства осуществляется бригадой специально обученных рабочих (монтеров во главе с мастером).

101. Наблюдение и контроль за качеством масел осуществляется персоналом специальной лаборатории.

102. Запас масла для ремонтных работ на линии, не должен снижаться ниже 1 тонны.

103. Для энергосистем, эксплуатирующих кабельные линии, масса масла в которых превышает 100 тонн, неснижаемый запас масла должен быть не менее 5 % от находящегося в кабельных линиях.

Глава 5. Ремонт кабельных линий

104. Ремонт кабельных линий производится по план-графику, разработанному на основе данных записей в журналах и по данным диспетчерских служб. Очередность ремонтов, требующих немедленного выполнения, устанавливается руководством электрической сети (электростанции).

105. В процессе эксплуатации на кабельных линиях выполняются текущие и капитальные ремонты.

106. К текущим ремонтам кабельной линии относятся:

- 1) устранение течей и мелких неисправностей в кабелях и кабельной арматуре;
- 2) устранение неисправностей в маслоподпитывающей аппаратуре и маслоподпитывающих агрегатах;
- 3) замена различных элементов маслоподпитывающей аппаратуры и агрегатов (баков давления или питания, вентилях, маслонасосов, перепускных или обратных клапанов);
- 4) смена масла в баках, муфтах, секциях кабельных линий;
- 5) устранение неисправностей различного вспомогательного оборудования, установленного в туннелях, колодцах, подпитывающих пунктах, вентиляционных

устройств, дренажных насосов, освещения, устройств пожарной сигнализации и пожаротушения;

б) устранение мелких дефектов в строительной части сооружений, возведенных для маслонаполненных кабельных линий.

107. Текущий ремонт выполняется бригадой под руководством мастера по эксплуатации линий.

К капитальному ремонту, который выполняется специализированными монтажными организациями в соответствии с указаниями монтажных инструкций заводов-изготовителей кабелей, относятся монтаж муфт и вставок (или замена секций).

108. При производстве ремонтов маслонаполненных кабельных линий обеспечивается необходимое избыточное давление в поврежденной кабельной линии.

109. Во время текущего ремонта колодцев и туннелей выполняются следующие работы:

1) очистка от пыли и грязи кабеля, муфт и самого колодца;
2) проверка крепления кабеля клицами и при необходимости подтяжка креплений, замена негодных кронштейнов;

3) ремонт осветительной сети, ремонт и проверка всего электрического оборудования системы вентиляции;

4) проверка работы и осмотр водоотливного агрегата;

5) ремонт металлических дверей, люков, лестниц, замков, окраска и смазка их.

110. Во время текущего ремонта подпитывающего пункта производится:

1) уборка помещения, очистка от пыли и грязи баков питания, баков давления, манометров, коллекторов и другого оборудования;

2) осмотр всего оборудования и маслоподпитывающих устройств в целях обнаружения неисправностей, устранения течей масла, уплотнения кранов и коллекторов;

3) проверка и ремонт электрического щита и влагоуловителей.

111. Текущие ремонты баков питания и давления производятся со снятием их и заменой на время ремонта резервным баком (пункт 1 приложения 9 к настоящим Методическим указаниям).

112. Текущий ремонт подпитывающей аппаратуры на линиях низкого давления включает устранение течей масла, ремонт кранов, смену маслоуказательных стекол, окраску баков и при неудовлетворительных характеристиках масла промывку их свежим дегазированным маслом.

113. Текущие ремонты концевых муфт, производимые на отключенных линиях (не реже 1 раза в 2 года), включают устранение течей масла через уплотняющие прокладки, подтяжку болтов, протирку всех частей муфт.

114. При текущих ремонтах трубопроводов линий высокого давления, проложенных в туннелях, выполняют:

- 1) восстановление лаковых покрытий на трубопроводе, его подвесках и опорах;
- 2) проверку креплений трубопроводов на подвесках и опорах;
- 3) проверку и смену изолирующих прокладок на подвесках и опорах, крепящих медные разветвительные трубы (на концевых устройствах).

115. Течь в стальном трубопроводе немедленно устраняется. В зависимости от степени интенсивности утечки масла ремонт производится или при понижении давления в линии или при ее полном отключении (пункт 2 приложения 9 к настоящим Методическим указаниям).

116. Ремонт маслоподпитывающего агрегата производится при выводе в ремонт всей кабельной линии. При наличии нескольких подпитывающих агрегатов (обслуживающих несколько кабельных линий) выводу в ремонт одного из них предшествует перевод питания линии на другой, находящийся в работе. Так как основные элементы маслоподпитывающих агрегатов дублированы (нагнетательные маслонасосы, перепускные клапаны, обратные клапаны), ремонты оборудования в одной из рабочих ветвей возможны при сохранении в работе другой рабочей ветви подпитывающего агрегата.

117. Указания по ремонту основных элементов маслоподпитывающих агрегатов приведены в пункте 3 согласно приложению 9 к настоящим Методическим указаниям. Причины аварийных режимов работы подпитывающих агрегатов и методы обнаружения неисправностей, а также рекомендации по устранению неисправностей приведены в пункте 4 согласно приложению 9 к настоящим Методическим указаниям.

118. При выполнении текущих ремонтов концевых устройств устраняются небольшие течи во фланцевых соединениях медных разветвительных труб и принимаются меры к устранению перегрева фланцевого соединения.

119. Сильные течи во фланцевых соединениях, в местах сварок медных разветвительных труб и нарушения герметичности камер высокого давления концевых муфт устраняются при капитальном ремонте концевых устройств и концевых муфт.

Указания по текущему и капитальному ремонту концевых устройств приведены в пункте 5 согласно приложению 9 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 6. Защита кабельных линий от коррозии

120. Металлические оболочки кабелей в коррозионно-опасных зонах должны быть защищены от коррозии.

121. Наиболее опасными в отношении коррозии металлических оболочек кабелей являются районы с электрифицированным транспортом, работающим на постоянном токе (метрополитен, трамвай, железная дорога), или районы, по которым проходят линии электропередачи постоянного тока системы "провод-земля", а также с почвами, агрессивными по отношению к свинцу и алюминию.

122. Мероприятия по защите кабельных линий от коррозии, предусматриваемые проектом или осуществляемые в процессе эксплуатации, согласовываются с местной организацией, которая координирует работу по защите металлоконструкций от коррозии, а где такие организации отсутствуют - с организациями, эксплуатирующими расположенные в непосредственной близости подземные металлические сооружения и сооружения, являющиеся источниками блуждающих токов.

123. Мероприятия по защите кабелей от коррозии разрабатываются на стадии проектирования.

124. В процессе эксплуатации в коррозионно-опасных зонах производятся измерения блуждающих токов согласно приложению 10 к настоящим Методическим указаниям, определяются степень коррозионной активности грунтов, грунтовых и других вод согласно приложению 11 к настоящим Методическим указаниям, составляется и периодически корректируется карта коррозионных зон кабельной сети.

125. Для этого на совмещенных планах расположения кабельных линий и трамвайных сооружений (рельсовых путей, отсосов, питающих центров) по данным наблюдений наносятся диаграммы потенциалов и плотностей блуждающих токов, а также указываются места расположения агрессивных почв.

126. На основании анализа данных о коррозионных зонах диаграммы потенциалов рельсовой сети, а также данных об имевших место случаях повреждений кабелей электрокоррозией устанавливаются места, где в первую очередь производятся измерения блуждающих токов и потенциалов на кабелях.

127. Во всех случаях, когда маслonaполненные линии расположены в зонах действия блуждающих токов, в кабельных колодцах и питающих пунктах этих линий оборудуются контрольные пункты для производства измерений.

128. После анализа результатов первых измерений блуждающих токов, а также после принятия мер по защите кабелей (или мер по снижению уровней блуждающих токов) намечаются и уточняются дальнейшие мероприятия по борьбе с электрокоррозией.

129. По результатам измерений определяются средние значения потенциалов и строятся диаграммы потенциалов кабеля. При этом следует учитывать стационарный потенциал на металлической оболочке кабеля по отношению к медносульфатному электроду (для свинца

—
0,48 вольт (далее

—
В), для алюминия

—
0,7 В).

130. По результатам измерений разности потенциалов определяется в исследуемой зоне наличие того или иного вида коррозии.

Если измеряемая разность потенциалов изменяется по значению и знаку или только по значению, то это указывает на наличие в земле блуждающих токов. Если измеряемая разность потенциалов имеет устойчивый характер, то это указывает на наличие в земле токов почвенного происхождения либо токов от линий передачи постоянного тока по системе "провод-земля", если таковые имеются в данном районе.

131. Материалы измерений обрабатываются и по ним строятся графики потенциалов отдельно для каждого сооружения и линии.

Графики дополняются сведениями о плотностях натекающих истекающих токов, а также данными о направлениях и значениях сквозных токов, текущих по оболочкам кабелей (или по другим подземным сооружениям).

132. Защита кабельных линий низкого давления от коррозии на стадии проектирования, сооружения и эксплуатации осуществляется:

1) рациональным выбором трассы прокладки и марки кабеля (с учетом коррозионной активности окружающей среды, наличия блуждающих токов и типа защитных покровов кабеля);

2) соблюдением всех норм и правил прокладки и монтажа кабельных линий, обеспечивающих целостность защитных покровов самих кабелей и участков, примыкающих к соединительным муфтам.

133. Для кабелей с алюминиевыми оболочками контроль, за состоянием изоляции защитных покровов осуществляется на всех этапах прокладки и монтажа кабельной линии, а также периодически в процессе эксплуатации измерением сопротивления изоляции защитного покрова.

134. При строительстве кабельной линии из поливинилхлоридного пластика защитный покров каждой строительной длины кабеля после прокладки и засыпки траншеи грунтом непосредственно перед монтажом муфт выдерживает испытание повышенным выпрямленным напряжением 10 кВ в течение 1 минуты.

Напряжение прилагается между:

1) металлическими лентами упрочняющего покрова или металлической оболочкой кабеля и заземлением кабельной линии;

2) активной электрозащитой участков кабельной линии, проложенных в коррозионно-опасных зонах (в коррозионно-активных грунтах и водах и в зонах с наличием блуждающих токов).

135. Кабельные линии подлежат защите от коррозии, вызываемой блуждающими токами, в анодных и знакопеременных зонах:

1) при прокладке в грунтах с удельным сопротивлением выше 20 Ом на метр (далее - Ом

м) и значений среднесуточной плотности тока, стекающего в землю, выше 0,15 милли Ампер/ дециметр в квадрате (далее - мА/дм²);

2) при прокладках в грунтах с удельным сопротивлением менее 20 Ом

м независимо от плотности тока, стекающего в землю.

136. При отсутствии достаточных данных о степени коррозионной

Активности грунтов защита на кабельной линии устанавливается, если потенциал в анодной зоне превышает плюс 0,2 В.

137. В процессе эксплуатации коррозионная ситуация по трассе кабельной линии меняется. При обнаружении коррозии оболочек кабельных линий разрабатываются мероприятия по предотвращению дальнейшего повреждения кабелей и замене поврежденных участков.

138. Защита стальных трубопроводов кабельных линий высокого давления и способы обнаружения повреждений и восстановления их защитных покровов осуществляются в соответствии с рекомендациями, приведенными в приложении 12 к настоящим Методическим указаниям.

139. Систематически следят за выполнением мероприятий, проводимых управлениями электрифицированного транспорта по уменьшению блуждающих токов в земле (систематическое получение и изучение потенциальных диаграмм рельсовой сети, результатов проверки состояния рельсовых стыков) в соответствии с требованиями согласно СНиП РК 2.01-19-2004 "Защита строительных конструкций от коррозии".

140. При обнаружении во время обходов и осмотров неисправностей в устройствах путей трамвая и электрифицированных железных дорог добиваются проведения управлениями по эксплуатации трамваев и электрифицированных железных дорог мероприятий по сварке рельсовых стыков, устройству надежных отсосов и других мер, обеспечивающих более низкий уровень блуждающих токов.

141. Разрушение оболочек кабелей блуждающими токами происходит там, где они находятся под положительным потенциалом (в анодных зонах). Поэтому задача защиты кабелей от коррозии заключается в том, чтобы погасить или свести до минимума положительные потенциалы на оболочках кабелей. Это достигается установкой электродренажей различных типов, применением катодной защиты (подача на оболочки отрицательного потенциала от специальных источников), установкой протекторов, заземлителей и перепаяк кабелей.

142. Выбор средств и способов защиты кабельных линий от электрокоррозии определяется типом (маркой) проложенных кабелей, а также степенью опасности их коррозионного разрушения (приложение 13 к настоящим Методическим указаниям).

143. Применение различного вида электрических способов защиты удовлетворяет требованиям согласно СНиП РК 2.01-19-2004 "Защита строительных конструкций от

коррозии". Сведения о защитных устройствах, выпускаемых промышленностью, приведены в приложении 14 к настоящим Методическим указаниям.

Сведения об особенностях защиты от коррозии кабелей в алюминиевых оболочках приведены согласно приложению 15 к настоящим Методическим указаниям.

144. Все случаи коррозионных повреждений регистрируются. Основным учетным документом по коррозионному повреждению является акт коррозионного обследования кабельной линии. Результаты обследований и случаи повреждений заносятся в паспортную карту кабельной линии.

Глава 7. Испытания кабельных линий

145. После прокладки и перед вводом в эксплуатацию кабельные линии, устройства заземления экранов и их защитные аппараты (ограничители перенапряжений) подвергаются испытаниям в соответствии с требованиями завода изготовителя.

146. В процессе эксплуатации кабельные линии подвергаются испытаниям повышенным напряжением от испытательных электроустановок. Величина и частота (50 Герц (далее

Гц), СНЧ 0,1 Гц, выпрямленное напряжение) испытательного напряжения должна быть согласована с заводом изготовителем и не должна превышать значения, указанные в пункте 155.

147. Вместе с кабелем испытываются концевые и соединительные муфты. Измерение сопротивления изоляции линии производится до и после испытания повышенным напряжением. После аварийных отключений проводятся внеочередные испытания.

148. Значения величин испытательного выпрямленного напряжения и испытательного напряжения частоты 50 Гц, для маслонаполненных кабельных линий приведенные ниже:

- 1) номинальное напряжение, кВ 110 220 330 500;
- 2) испытательное выпрямленное напряжение, кВ 285 450 670 865;
- 3) испытательное напряжение частоты 50 Гц, кВ. 100 220 330;
- 4) продолжительность испытания каждой фазы 15 минут.

156. Испытания маслонаполненных кабелей напряжением частоты 50 Гц производятся в тех случаях, когда на предприятии отсутствуют испытательные установки постоянного тока и при наличии силовых (испытательных) трансформаторов высокого напряжения на соответствующие напряжение и мощность. При этом для исключения резонансных явлений выполняют проверочные расчеты.

149. Испытание маслонаполненных кабельных линий на напряжение 500 кВ производится с приложением меньших значений напряжения частоты 50 Гц, чем это предусмотрено в пункте 155 настоящих Методических указаний. Значения

испытательных напряжений частоты 50 Гц в этом случае для каждой фазы по отношению к земле, в зависимости, от длительности приложения испытательных напряжений приведены ниже.

Испытательное напряжение частоты 50 Гц, кВ..... 290 303.

Продолжительность испытаний, часов..... 24 15.

150. При испытании маслонаполненных кабельных линий повышенным выпрямленным напряжением измеряются токи утечки, которые на последней минуте испытаний не превышают: для линий 110 кВ

—
200 мкА на 1 км длины, для линий 220 кВ

—
250 мкА на 1 км длины линии.

Для линий 150, 330 и 500 кВ регламентированные значения токов утечки устанавливаются после накопления опыта.

Разница в токах утечки по фазам не превышает 50 %.

При оценке состояния линии принимаются во внимание результаты предыдущих испытаний.

151. Линия считается выдержавшей испытания, если при их проведении не произошло пробоя изоляции или перекрытия по концевым муфтам, а также не наблюдалось толчков тока или его повышения, а значения токов утечки для линий 110 и 220 кВ не превышают указанные выше нормы. Для линий 330 кВ и 500кВ в процессе испытаний не наблюдается толчков тока утечки или его повышения после того, как он достиг установившегося значения.

152. При строительстве кабельной линии, через год после ввода, а затем через каждые 3 года защитный покров (шланг, оболочка) из поливинилхлоридного пластика каждой строительной длины кабеля, после прокладки и засыпки должен выдержать испытание повышенным выпрямленным напряжением 10 кВ в течение 1 мин. Напряжение должно быть приложено между металлическими лентами упрочняющего покрова или металлической оболочкой кабеля (экраном) и заземлением кабельной линии.

153. Проверка состояния устройства заземления экранов выполняется перед вводом в эксплуатацию кабельной линии и в процессе ее эксплуатации. Внеочередная проверка устройства заземления экранов кабельной линии из сшитого полиэтилена выполняется в случае отключения кабельной линии действием релейной защиты после протекания токов короткого замыкания.

Глава 8. Определение мест утечек масла на линиях

154. При появлении заметных утечек масла срабатывает сигнализация о падении давления в поврежденной секции. На линию направляется бригада для снятия точных показаний давлений в секции и осмотра всего доступного оборудования секции.

155. Потери масла в линии пополняются и принимаются меры к поиску течи масла. Организуют наблюдение за показаниями манометров для определения скорости падения давления масла в секции и потери масла.

Если при осмотрах не будет обнаружено место утечки масла, то оно устанавливается в дальнейшем перекрытием масляного канала кабеля примерно в середине секции и измерением давлений в каждой половине секции. Процесс деления участков кабельной линии пополам продолжается до тех пор, пока не обнаружится повреждение согласно приложению 17 к настоящим Методическим указаниям.

156. Перекрытие масляного канала осуществляется либо закрытием обходных вентилях на стопорах (либо полустопорах), либо замораживанием кабеля в промежуточных кабельных колодцах или в специально для этого вскрытых местах.

157. Потери масла устанавливаются измерением падения давлений манометрами. По полученным данным строятся кривые (графики) изменения давлений в функции времени. Сравнением кривых двух испытуемых участков определяется местонахождение утечки масла. Этот метод применим при значительных утечках масла через неплотности и повреждения оболочек кабеля.

158. Замораживание кабеля производится с помощью металлической разъемной муфты длиной 400 мм и диаметром 130

—
140 мм с двойными стенками. В месте замораживания с кабеля снимаются защитные покрытия. Промежуток между стенками кожуха для создания хорошей теплоизоляции заполняется стекловатой. Места стыков обеих полумуфт и зазоры между муфтой и кабелем уплотняются резиновыми прокладками.

159. Кожух имеет два отверстия: одно (в виде воронки) для заливки замораживающего вещества, а другое

—
для выхода воздуха и испарения охлаждающей жидкости.

Для увеличения термоизоляции муфты она помещается в ящик, также заполняемый стекловатой. В качестве замораживающего вещества применяется жидкий азот. Масло в кабеле замораживается и превращается в твердую монолитную массу при температуре минус 65 - 70

о
С.

160. Для поддержания кабеля в замороженном состоянии расход жидкого азота составляет примерно 1,5 килограмма в 1 час. На металлическую оболочку кабеля и его

бумажно-пропитанную изоляцию, как и на само масло, замораживание вредного влияния не оказывает.

161. При очень слабых утечках масла, определить место утечки масла по вышеуказанной методике невозможно. Так как в настоящее время отсутствует методика, позволяющая определять местонахождение малых утечек масла на линиях, проложенных в земле (потери масла около 4

5 литров в месяц), а вскрытие (раскопка) целой секции линии является сложным и дорогостоящим, оставляют такие линии в эксплуатации, обеспечивая регулярное пополнение маслом подпитывающей аппаратуры.

Глава 9. Правила приемки кабельных линий в эксплуатацию

162. Эксплуатирующая организация производит технический надзор в процессе прокладки и монтажа кабельных линий.

Выполняющий технический надзор знакомится с проектом прокладки и монтажа кабельной линии. Перед прокладкой проверяет по документам и осмотрам состояние и качество кабелей на барабанах, проверяет давление масла в подпитывающей аппаратуре на барабанах, а также комплектность, состояние и качество кабельных муфт и монтажных материалов. В процессе прокладки следят за тем, чтобы строго соблюдались допустимые радиусы изгиба кабеля и усилия тяжения не превышали допустимых расчетных, а также следят за выполнением мероприятий по защите кабелей от коррозии, предусмотренных проектом.

163. Выполняющий надзор требует от производителя работ устранения всех замеченных дефектов и нарушений. При отказе производителя работ выполнить требования по устранению замеченных дефектов и недостатков выполняющий технический надзор ставит об этом в известность свою администрацию.

164. Вновь смонтированная кабельная линия принимается в эксплуатацию комиссией в составе представителей монтажной и эксплуатирующей организаций. Председателем комиссии назначается представитель эксплуатирующей организации.

165. Кроме приемки собственно кабельной линии принимается весь комплекс сооружений, относящийся к маслonaполненной линии:

- 1) маслоподпитывающие устройства;
- 2) помещения маслоподпитывающих устройств и все вспомогательное оборудование этих помещений (освещение, вентиляция, дренажные устройства);
- 3) кабельные колодцы для стопорных, соединительных и соединительно-разветвительных муфт и все относящиеся к ним оборудование;
- 4) туннели, каналы, "мертвые" (препятствуют любым, и линейным, и угловым перемещениям кабеля) опоры и разветвительные устройства;
- 5) антикоррозионная защита;

б) система сигнализации и автоматики, установленная на линии.

166. Для приемки в эксплуатацию строительных сооружений (помещений маслоподпитывающих устройств, колодцев, туннелей) в приемочную комиссию рекомендуется от эксплуатирующей организации включать специалиста-строителя.

167. Комиссия по приемке кабельной линии в эксплуатацию проверяет техническую документацию, производит обход трассы кабельной линии, производит осмотр кабельных сооружений и проверку по месту выполненных работ, а также знакомится с результатами испытания кабельной линии.

168. Соответствующими протоколами испытаний и опробования подтверждается исправное действие всех элементов оборудования и сооружений и соответствие их проекту.

169. Приемку кабельных линий высокого давления с учетом разного характера сооружений, относящихся к ним (стальной трубопровод, "мертвые" опоры, разветвительные устройства, подпитывающие агрегаты, вентиляция туннелей), производят по результатам специально проводимых нагрузочных испытаний или данных наблюдений за работой линии в период их временной эксплуатации (комплексного опробования).

170. При сдаче кабельной линии в эксплуатацию предъявляется документация, представленная в приложении 19 к настоящим Методическим указаниям.

171. Кабели на напряжение 110-500 кВ испытываются через 3 года после ввода в эксплуатацию и в последующем 1 раз в 5 лет.

172. Приемка в эксплуатацию кабельной линии оформляется актом, в котором отмечается:

1) наименование организации, производившей сооружение и монтаж кабельной линии;

2) фамилия, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность) производителя работ;

3) фамилия, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность) представителя эксплуатации, наблюдавшего за работами;

4) наименование и назначение линии и место прокладки;

5) краткая характеристика линии (марка, сечение, напряжение, длина, тип муфт и их количество);

6) соответствие выполненных работ действующим правилам и нормам;

7) заключение о пригодности линии для эксплуатации.

173. К акту прилагаются все документы, перечисленные в приложении 19 к настоящим Методическим указаниям и их опись.

Глава 10. Техническая документация

174. После приемки кабельной линии эксплуатирующая организация оформляет всю техническую документацию по данной кабельной линии.

На каждую кабельную линию заводится паспорт, содержащий все технические данные по линии и систематически пополняемый сведениями по ее испытаниям, ремонту и эксплуатации, согласно приложению 20 к настоящим Методическим указаниям. В соответствии с местными инструкциями (в зависимости от структуры предприятия) некоторые данные по эксплуатации кабельных линий (например, по нагрузкам и испытаниям) заносятся в другие документы.

175. На каждую кабельную линию заводится архивная папка, в которой хранится паспорт кабельной линии и вся техническая документация, перечисленная в приложении 19 к настоящим Методическим указаниям, а также протоколы испытания кабеля в процессе эксплуатации, акты повреждений линий.

176. В процессе эксплуатации ведутся и заполняются журналы:

- 1) результатов анализа проб масла;
- 2) обходов и осмотров трасс линий;
- 3) контроля давления масла в линии;
- 4) состояния средств антикоррозионной защиты;
- 5) записи дефектов оборудования;

б) наблюдения за водоотливными и вентиляционными агрегатами и освещением колодцев.

При осмотре сооружений маслонаполненной линии составляются ведомости дефектов строительной части этих сооружений.

176. Сроки хранения журналов и другой эксплуатационной документации устанавливаются местными инструкциями.

Глава 11. Требования техники безопасности при эксплуатации кабельных линий

177. Требования техники безопасности Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

178. При эксплуатации кабельных линий особое внимание уделено вопросам безопасности производства ремонтных работ по кабелям, проложенным в зданиях и на территории электрических станций и подстанций, и вопросам безопасности при проведении испытаний оборудования измерений.

179. Для обеспечения безопасности кабельных линий свыше 110 кВ охранная зона устанавливается

—
1 метр от крайнего кабеля.

Глава 12. Правила пожарной безопасности при эксплуатации кабельных линий

180. При эксплуатации кабельных линий руководствуются требованиями Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 килвольт

Рекомендуемый состав специального засыпного грунта

1. Засыпку траншей с кабелем осуществляют смесью гравия с песком. Весовое соотношение гравия и песка составляет 1:1.

2. Размер зерен гравия не более 15 миллиметр (далее
—
мм).

3. Составные части тщательно перемешаны до получения однородной смеси.

4. Гравий заменяется на щебенку, той же фракции.

5. Если имеется возможность выбора песка или гравия по минеральному составу, отдают предпочтение кварцу, граниту, известняку, песчаннику (в порядке перечисления).

6. Для контроля качества специального засыпного грунта с каждого километра засыпанной этим грунтом равномерно по длине кабельной линии отбирают три образца массой не менее 5 килограмм каждый, на которых проводят измерения значения удельного теплового сопротивления, которое не превышает 120-130 (

°
С

см/Вт) в сухом состоянии (влажность 0 процентов).

Приложение 2
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 килвольт

Длительно допустимые токовые нагрузки для маслонаполненных кабелей напряжением 110 - 220 кВ

Токовые нагрузки для кабелей приведены в таблицах 2.1

—
2.6 настоящего Приложения 2, где в числителе приведены длительно допустимые токовые нагрузки для среднерасчетных условий. В знаменателе приведены токовые нагрузки для условий, когда коэффициент нагрузки не превышает 0,8 максимального расчетного значения.

Таблица 2.1.

Кабели низкого давления марки МНСА на напряжение 110 кВ

Сечение жил, миллиметр квадратный (далее — мм ²)	Токовая нагрузка, А, при прокладке		
	в земле одной цепи	в земле двух параллельных цепей	в воздухе
120	286/333	248/311	389
150	322/377	278/352	452
185	358/420	307/391	512
240	407/478	349/445	584
270	430/506	368/470	623
300	447/527	381/488	655
350	479/566	407/524	713
400	507/600	430/554	765
500	553/657	467/606	861
550	574/683	484/628	902
625	600/715	504/657	959
800	650/778	542/711	1080

Таблица 2.2.

Кабели высокого давления марки МВДТ (маслонаполненный, высокого давления в туннеле) на напряжение 110 кВ

Сечение жил, мм ²	Токовая нагрузка, А, при прокладке		
	в земле одной цепи	в земле двух параллельных цепей	в воздухе
120	263/300	233/284	371
150	295/337	259/318	421
185	327/375	286/353	474
240	372/429	320/403	553
270	393/454	341/425	589
300	415/479	359/448	627
400	471/547	405/510	735
500	517/602	440/559	826
550	533/622	460/577	860
625	561/656	472/606	925
700	578/677	484/624	962

Таблица 2.3.

Кабели низкого давления марки МНСА на напряжение 220 кВ

Сечение жил, мм ²	Токовая нагрузка, А, при прокладке		
	в земле одной цепи	в земле двух параллельных цепей	в воздухе

	в земле одной цепи	в земле двух параллельных цепей	в воздухе
300	391/453	322/413	567
350	416/483	336/438	614
400	438/511	353/462	659
500	472/553	373/495	736
550	488/573	382/511	771
625	504/594	390/526	817
800	535/634	412/556	915

Таблица 2.4.

Кабели высокого давления марки МВДТ на напряжение 220 кВ

Сечение жил, мм ²	Токовая нагрузка, А, при прокладке		
	в земле одной цепи	в земле двух параллельных цепей	в воздухе
300	369/422	333/385	534
400	416/479	371/431	631
500	445/514	392/457	700
550	457/529	401/469	730
625	468/543	407/476	769
700	479/557	414/486	800

Таблица 2.5.

Кабели низкого давления марок МНАШВУ (маслонаполненный, низкого давления, в алюминиевой оболочке, в шланге из поливинилхлоридного пластиката с усиленным защитным слоем под шлангом) и МНАГИВУ (маслонаполненный, низкого давления, в алюминиевой оболочке, гибкий, в шланге из поливинилхлоридного пластиката с усиленным защитным слоем) на напряжение 110 кВ*

Сечение жил, мм ²	Токовая нагрузка, А, при прокладке в земле			
	одной цепи кабелей с		двух параллельных цепей с	
	гладкой оболочкой	гофрированной оболочкой	гладкой оболочкой	гофрированной оболочкой
120	266/307	-	233/289	-
150	294/342	-	256/320	-
185	324/379	-	279/354	-
240	360/420	-	315/390	-
270	377/442	382/445	323/411	327/414
300	391/459	399/466	335/426	335/430
350	-	420/492	-	358/456
400	-	439/514	-	372/477
500	-	468/551	-	396/510

550	-	482/570	-	406/525
625	-	499/590	-	418/542
800	-	528/627	-	439/573

* Оболочки соединены с обоих концов линии.

Таблица 2.6.

Кабели низкого давления марок МНАШВ (маслонаполненный, низкого давления, алюминиевая оболочка, защитный покров в виде шланга из поливинилхлоридного пластиката) и МНАГШВ МНАШВ (маслонаполненный, низкого давления, алюминиевая гофрированная оболочка, защитный покров в виде шланга из поливинилхлоридного пластиката) на напряжение 110 кВ

Сечение жил, мм ²	Токовая нагрузка, А, при прокладке					
	в земле ¹ одной цепи кабелей с		в земле ¹ двух параллельных кабелей с		в воздухе ²	
	гладкой оболочкой	гофрированной оболочкой	гладкой оболочкой	гофрированной оболочкой	с гладкой оболочкой	с гофрированной оболочкой
120	281/326	-	245/306	-	369	-
150	306/360	-	266/330	-	422	-
185	331/389	-	285/363	-	475	-
240	366/434	-	315/400	-	532	-
270	383/452	390/458	328/420	334/425	563	570
300	405/477	405/477	344/443	344/440	595	600
350	-	432/510	-	368/473	-	648
400	-	452/534	-	383/495	-	690
500	-	484/578	-	408/530	-	756
550	-	499/593	-	420/545	-	786
625	-	516/615	-	432/564	-	827
800	-	545/653	-	453/594	-	905

¹ Оболочки соединены с обоих концов линии.

² Кабели проложены треугольником без зазора. Оболочки соединены с обоих концов линии.

Приложение 3
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Способы установки термодатчиков, методика контроля нагрева и определения температуры жил кабелей

1. Для установки термодатчика на кабелях, проложенных в грунте, необходимо:
 - 1) вырыть на трассе кабельной линии котлован;

2) временно снять защитные покрытия кабеля на участке длиной 250

300 мм (у торца котлована), установить и закрепить термодатчики;

3) ввести измерительные концы в стальной или иной трубке в удобное и безопасное от механических повреждений место, причем на длине 100

120 мм они располагаются на поверхности кабеля (трубопровода) вдоль его оси. По всей длине проводники от термодатчиков имеют металлические экраны, исключаяющие влияние электромагнитных полей на результаты измерений;

4) восстановить ранее снятые защитные покрытия;

5) установить на концах вводимых проводов маркировочные бирки;

6) засыпать мелким грунтом и осторожно утрамбовать котлован.

2. При контроле нагрева кабелей низкого давления термодатчики (лучше всего малогабаритные термосопротивления) устанавливаются на оболочки или на упрочняющие медные ленты.

На линиях высокого давления термодатчики устанавливаются (в каждой из контрольных зон) сверху и снизу стального трубопровода.

Поверхность оболочки или трубы (в месте прилегания к ней термодатчика) очищена до блеска. Термодатчик приклеен и плотно прижат к оболочке или трубе несколькими витками тафтяной или смоляной ленты.

3. Установка термодатчиков на поверхности защитных покрытий не допускается.

4. Измерение температуры кабеля производится не раньше, чем через 1 сутки после засыпки котлована, чтобы грунт в месте измерения имел установившуюся температуру.

5. Для измерения температуры окружающей среды закладываются (устанавливаются) отдельные термодатчики.

При прокладке в грунте температура окружающей среды измеряется на расстоянии 3

5 метра от крайнего кабеля на глубине прокладки кабелей в зоне, где отсутствуют источники тепла.

Для этого сверлят в грунте отверстие диаметром 100

150 мм на глубину прокладки кабеля, установить термодатчики, засыпают грунтом и утрамбовывают. Измерение температуры производится не ранее чем через 1 сутки после установки термодатчиков.

При прокладке кабелей в кабельных сооружениях температура воздуха измеряется на входе или выходе из сооружения в месте выброса теплого воздуха.

6. На маслонаполненных кабельных линиях, находящихся в эксплуатации более 25 30 лет, ведется систематический контроль нагрева кабелей.

7. Измерение температуры оболочек (труб) производится в течение не менее 1 суток с интервалом 2

3 часов с одновременной фиксацией нагрузочных токов.

При изменениях нагрузочного тока в пределах менее 20% от максимального за расчетное значение тока принимается его максимальное значение, сохраняющееся не менее 2 часов.

При значительных изменениях нагрузочного тока определяется его среднеквадратичное значение (за период наблюдения), которое и является расчетным.

8. Если глубина прокладки кабельных линий высокого давления не постоянна, то температуру нагрева кабелей определяют на максимальной и минимальной глубине прокладки.

На участках с большим уклоном на линиях высокого давления определяют температуру нагрева кабелей в наивысшей точке подъема. Это обусловлено возможностью появления на таких участках продольной конвекции масла в трубопроводе, приводящей к образованию более нагретых зон в верхних участках.

9. При контроле нагрева линий определяют нагрев разветвительных участков, особенно в местах их креплений, где возможно образование замкнутых магнитных контуров. Контроль температуры нагрева труб разветвлений необходим потому, что в результате значительных токов, которые индуктируются в медных трубах, их нагрев может превосходить, нагрев стального трубопровода.

10. Контрольные тепловые измерения на кабельных линиях, проложенных в туннелях, производятся при полностью включенной приточно-вытяжной вентиляции. Одновременно с измерениями температуры кабельных линий производятся измерения температуры входящего (в туннель) и выходящего воздуха, а также температуры наружного воздуха (вне туннеля). Если кабельные туннели секционированы (разделены перегородками в противопожарных целях или для осуществления расчетной схемы потоков воздуха), то контрольные измерения производятся в наиболее нагретых отсеках.

11. Определение температуры жилы $\theta_{ж}$ по измеренной температуре

$\theta_{об}$ кабелей низкого давления производится по выражению:

$$\theta_{ж} = \theta_{об} + \Delta\theta_{из} = \theta_{об} + I_{оп}^2 R_{ж} T_{из} + W_{дп} \frac{T_{из}}{2},$$

(2)

где $I_{оп}$

длительная максимальная нагрузка кабеля, измеренная при опыте, А;

$R_{ж}$

активное сопротивление жилы, Ом/см;

$T_{из}$

тепловое сопротивление изоляции,

С

(см/Вт);

$W_{д.п}$

диэлектрические потери, Вт/см.

Диэлектрические потери в изоляции кабеля $W_{д.п}$ находятся из выражения:

$$W_{д.п} = U^2 w C \operatorname{tg} d, \quad (3)$$

где U

рабочее напряжение, В;

$w - 2\pi f = 314$, радиан в секунду;

С

емкость кабеля, Ф/см;

$\operatorname{tg} d$

тангенс угла диэлектрических потерь при рабочей температуре (выбирается по стандарту и обычно находится в пределах 0,0025

0,0045).

Тепловое сопротивление изоляции находится из выражения:

$$T_{из} = \frac{r_{т.из}}{2\pi} \ln \frac{D_1}{D_2},$$

(4)

где $r_{т.из}$

удельное тепловое сопротивление изоляции,

С

см/Вт (450

550);

D_1 и D_2

наружный и внутренний диаметры кольцевого слоя изоляции, см.

Активное сопротивление жилы $R_{ж}$ берется с поправкой на температуру ($q_{ж}$ подсчитывается 2 раза методом последовательного приближения) и с поправкой на поверхностный эффект (введением коэффициента 1,15).

12. Определение температуры жилы $q_{ж}$ по найденной температуре стальной трубы $q_{тр}$ на линиях высокого давления производится по выражению:

$$\theta_{ж} = \theta_{тр} + \Delta\theta_{ис-жк} = \theta_{тр} + I_{оп}^2 R_{ж} (T_{ис} + T_{м}) + W_{шт} \left(\frac{T_{ис} + T_{м}}{2} \right), \quad (5)$$

где $q_{тр}$

температура на стальном трубопроводе кабеля,

С;

$I_{оп}$

длительная максимальная нагрузка кабеля, измеренная при опыте, А;

$T_{м}$

тепловое сопротивление от поверхности кабеля до стальной трубы, (

С

см/Вт).

Тепловое сопротивление изоляции и диэлектрические потери в изоляции кабеля определяются из выражений, приведенных в пункте 11 настоящего Приложения 3.

Активное сопротивление жилы и ток, измеренный при опыте, принимаются в соответствии с ранее приведенными указаниями.

Тепловое сопротивление от поверхности (экрана) кабеля до стальной трубы

$T_{м}'$

может быть найдено из выражения:

$$T'_m = \frac{P_{тм}}{K_1 \pi D_{эк}} + \frac{P_{тм}}{K_2 \pi D_{тр}},$$

(6)

где $r_{т.м}$

—
удельное сопротивление теплопереходу с поверхности кабеля в масло и от масла к поверхности стальной трубы (принимается равным 435

С

(см/Вт);

K_1

—
коэффициент, учитывающий часть периметра верхней фазы, участвующей в теплообмене с трубой через масло (0,83);

K_2

—
коэффициент, учитывающий часть периметра стальной трубы, участвующей в теплообмене с верхней фазой кабеля (0,42);

$D_{эк}, D_{тр}$

—
соответственно диаметры кабеля по экрану и трубы (внутренний), см.

Сопротивление тепловому потоку по экранам соседних фаз на основании опытных данных принимается равным 232

С

(см/Вт) на 1 см. Это сопротивление включено параллельно тепловому сопротивлению зоны масла. Таким образом, окончательная формула:

$$T_m = \frac{232 \cdot T'_m}{232 + T'_m}$$

(7)

Приложение 4
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Сосуд (конденсатор) для измерения диэлектрических потерь в маслах

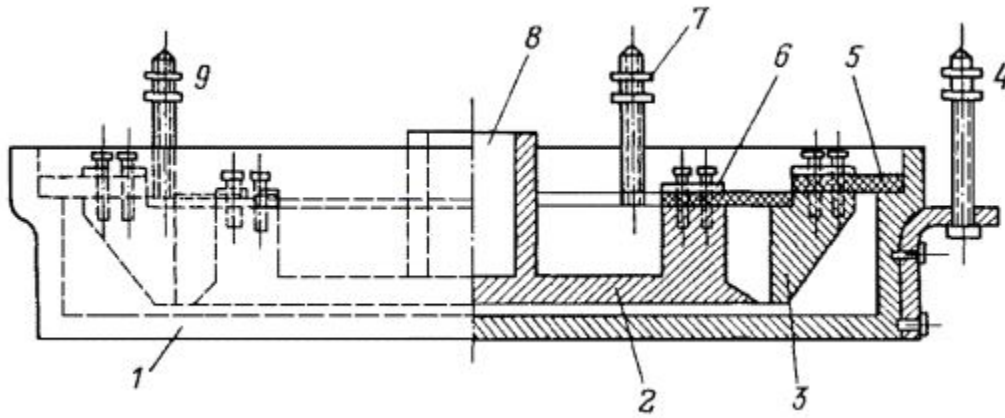


Рисунок 1. Сосуд для измерения диэлектрических потерь в маслах:

- 1
—
нижний электрод-чашка; 2
—
верхний измерительный электрод;
- 3
—
охранное кольцо измерительного электрода; 4
—
болт-клемма для подсоединения провода высокого напряжения; 5
—
изолирующие дистанционные пластины (стекло); 6
—
крепление дистанционных пластин;
- 7
—
клемма измерительного электрода; 8
—
место для установки термометра; 9
—
клемма охранного кольца

Приложение 5
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Общие требования по отбору проб масел из маслонаполненных кабельных линий

1. Общие положения по отбору проб масла

Основное условие полноценности и достоверности пробы состоит в том, чтобы все, с чем соприкасается отбираемая проба (банки, воронки, краны, трубки), было абсолютно чистым.

Посуда, предназначенная для отбора пробы, по своей емкости и чистоте отвечает техническим требованиям, связанным с отбором проб.

Методы отбора проб зависят от назначения пробы и типа емкости, откуда производится отбор проб.

При отборе проб масла соблюдаются ниже приведенные технические требования.

Посуда для отбора проб:

1) для отбора проб масла применяются стеклянные банки с широким горлом и притертыми пробками емкостью 0,5 и 1 литр;

2) на каждой банке вытравлен или написан краской номер;

3) в отдельных случаях (отсутствие посуды) допускается отбор в стеклянную посуду других типов, но указанных размеров;

4) в случае отсутствия притертой пришлифованной стеклянной пробки применяются корковые пробки, обернутые пергаментной бумагой.

Мытье, сушка, хранение и перевозка стеклянных банок:

1) посуда и все приборы, применяемые при отборе проб масла, абсолютно чистые;

2) вся посуда и приборы, предназначенные для отбора проб масла, заранее тщательно промыты керосиновым контактом или крепким раствором щелочи (не менее 10 %-ной концентрации) или крепким раствором соды;

3) для промывки посуды и приборов наливается 25 %-ный (до 1/4 объема) контакт, при отсутствии последнего - раствор щелочи или соды. После этого добавляется до 1/2 объема горячая вода (температура 60 - 80

o

С). После закупорки пробкой посуда энергично встряхивается до тех пор, пока не будут удалены видимые признаки загрязнения и масла, растворы сливаются в специальную тару;

4) промытая посуда несколько раз прополаскивается чистой горячей водой. При наличии на стенках банки налета или какого-либо осадка последние очищаются специальной щеткой (ершом) и уже после этого домываются;

5) окончательно промытой посуда считается тогда, когда после ополаскивания горячей водой на стенках банки не остается капель и характерных для маслянистой посуды несмачиваемых или плохо смачиваемых участков;

6) после окончательного ополаскивания банки ставятся на 10 - 15 мин вверх дном для стока воды;

7) после стока воды банки устанавливаются в сушильный шкаф для окончательной просушки при 110 - 120

o

С;

8) просушенные банки после отключения сушильного шкафа медленно остывают в шкафу, затем закрываются пробками;

9) открывать банку ранее момента взятия пробы не разрешается;

10) банки, подготовленные для взятия пробы, хранятся на специальных полках или в ящиках для перевозки;

11) посуду, предназначенную для отбора проб масла, применять для других целей не допускается;

12) деревянные ящики, в которых перевозятся банки на место отбора проб масла, разделены на ячейки в количестве от двух до шести мест таких размеров, чтобы в каждую ячейку плотно входила одна банка.

2. Сопроводительная документация

Каждая проба масла снабжена сопроводительным ярлыком, содержащим следующие данные:

1) наименование, номер и тип прибора или емкости, из которых отобрана проба масла;

2) место отбора пробы масла;

3) дата взятия пробы масла;

4) номер банки, в которую взята проба масла;

5) условия взятия пробы масла (температура, влажность и давление воздуха);

6) подпись лица, отбиравшего пробу масла.

Работники лаборатории занят в журнал испытаний все данные сопроводительного ярлыка пробы масла и лабораторного испытания и выдают протокол с результатом испытания.

Приложение 6
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Указания по работе с прибором для определения степени дегазации масла

О количестве газа, растворенного в масле, степени дегазации судят по давлению газа, выделившегося из масла при выпуске его в определенный объем, предварительно отвакуумированный до остаточного давления насыщения испытываемого масла.

Прибор для определения степени дегазации масла (схематически показан на рисунке 6 настоящего Приложения б) состоит из сильфонных вакуумных вентилях откачки, подачи, пролива и слива масла, мерного стакана, вакуумного шланга и соединительных трубок. В комплект входит также вакуумный насос и термометр.

Требуемый в приборе вакуум создается вакуумнасосом.

Порядок пользования прибором следующий:

1. Сначала производится подготовка прибора к измерениям, для чего необходимо:

1) установить вакуумный насос и вакуумметр рядом с абсорбциометром;

2) соединить вакуумным шлангом патрубков вентиля 5 со всасывающим патрубком насоса;

3) установить манометрическую лампу (ПМТ-4М) в грибовое уплотнение и соединить разъем измерительного кабеля вакуумметра с ответной частью лампы ПМТ-4М;

4) соединить силовой кабель электродвигателя насоса и кабеля питания вакуумметра с источником питания.

2. Для производства измерений производят откачку абсорбциометра, для чего:

1) закрыв все вентили, подать питание на насос и вакуумметр;

2) откалибровать шкалу вакуумметра в соответствии с током накала, указанным на манометрической лампе;

3) установить переключатель диапазонов вакуумметра в положение "2

10^{-1}

10^{-3} ", а переключатель рода работ в положение "Измерение". Медленно открыть вентиль 5;

4) откачать мерный стакан до остаточного давления 0,65 Па (5

10^{-3} мм рт. ст).

3. Закрыв вентиль 5, отключить питание насоса и произвести напуск масла следующим образом:

1) открыть вентиль 2, а вентили 8 и 10 соединить трубками с объемом исследуемого масла. Масло будет проливаться, минуя мерный стакан;

2) закрыть вентиль 9, заметить показания вакуумметра и одновременно открыть вентиль 10 подачи масла. Напустить в стакан 100 - 150 см³ масла, после чего закрыть вентиль 10, отметив при этом показания вакуумметра;

3) отсоединить вакуумный шланг от патрубка вентиля 5;

4) открыть вентиль 5 и 8 и слить масло.

Объемное содержание приведенного к атмосферному давлению газа в масле (в процентах от объема масла) подсчитывается по следующей формуле:

$$X = \frac{(V_{\text{п}} - V_{\text{м}})P_2 - V_{\text{п}}P_1}{P_{\text{а}}V_{\text{м}}},$$

(8)

где $V_{\text{п}}$

—
объем прибора (указан на панели абсорбциометра), см^3 ;

$V_{\text{м}}$

—
объем масла, введенного в стакан, см^3 ;

P_1

—
давление до выпуска масла, Па;

P_2

—
давление в приборе после впуска масла, Па;

$P_{\text{а}}$

—
атмосферное давление, Па.

За истинное содержание газа в масле принимают среднее из двух последних измерений, если результаты этих измерений отличаются друг от друга не более чем на 30 %.

Приложение 7
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Протокол пропиточных испытаний кабельной линии

_____ " ____ " _____ 20__ г. Секция _____ между колодцами,
№ _____. Длина секции _____ м. Объем масла в секции
_____ м^3 .

Температура воздуха _____

С.

Фаза	Секция	Продолжитель- ность слива масла , мин	Объем слитого масла ¹ , м^3	Разность давлений масла, МПа ($\text{кгс}/\text{см}^2$)	Коэффициент пропитки К · 10^{-4}
Ж					
З					
К					
Ж					

З					
К					

¹ Слив масла производится в верхней части секции.

Мастер _____

Приложение 8
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Порядок отбора проб масла из различных элементов маслонаполненных кабельных линий

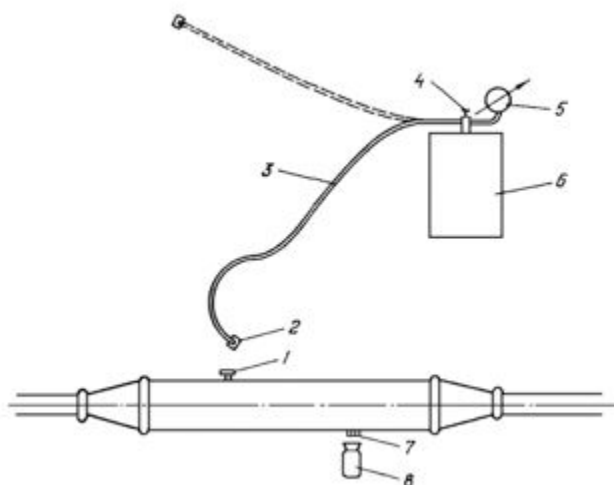


Рисунок 1. Отбор проб масла из соединительных муфт кабелей низкого давления:

- 1, 7
-
- штуцер с заглушкой; 2
-
- накидная гайка; 3
-
- соединительная трубка; 4
-
- сильфонный вентиль; 5
-
- манометр; 6
-
- переносный бак давления;
- 8
-

стеклянная банка

1) отбор проб из соединительной муфты может производиться без отключения линии;

2) для взятия пробы масла из соединительной муфты имеют свинцовую трубку или трубку из маслостойкой резины 3 с накидной гайкой 2 и переносный бак давления 6, подпитанный маслом до избыточного давления не ниже 0,069 МПа (0,7 кгс/см²);

3) отвернуть заглушку 1 и убедиться, что в муфте поддерживается давление (из штуцера вытекает масло);

4) приоткрыть сильфонный вентиль 4 на переносном баке давления, снять заглушку с соединительной трубки, пролить масло для удаления воздуха в трубке, приподняв ее выше вентиля 4 бака давления;

5) подсоединить соединительную трубку к штуцеру 1 соединительной муфты;

6) отвернуть заглушку 7 на несколько витков до получения небольшой струи масла;

7) слить около 0,5 л масла, промыть этим маслом стеклянный сосуд для отбора пробы и его пробку;

8) отобрать пробу масла в количестве 1 литр в стеклянный сосуд и закрыть сосуд пробкой;

9) завинтить заглушку 7;

10) отсоединить соединительную трубку от штуцера 1, завинтить заглушку 1.

2. Отбор проб масла из стопорной муфты кабеля низкого давления (рисунок 2 настоящего Приложения 8):

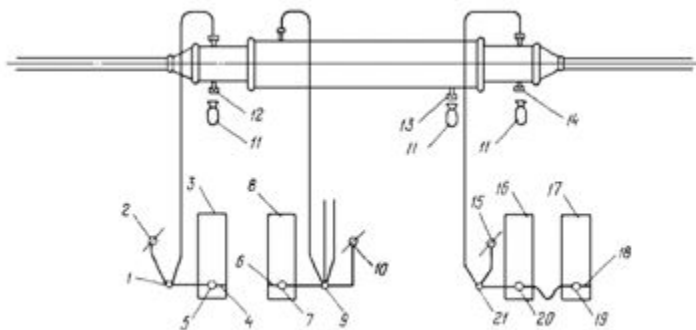


Рисунок 2. Отбор проб масла из стопорных муфт кабелей низкого давления:

1, 9, 21

—
коллекторы; 2, 10, 15

—
электроконтактные манометры; 3, 8, 16, 17

—
баки давления; 4, 6, 18, 12, 13, 14

—
заглушки на кранах баков давления; 5, 7, 19, 20

—
сильфонные вентили; 11

—
стеклянная банка

1) отбор проб из стопорной муфты кабеля 110 кВ производится без отключения линии, кабеля 220 кВ

—
на отключенной линии;

2) отбор проб масла из концевых частей стопорной муфты производится следующим образом - закрыть вентиль 20 на баке давления. Вентиль 19 закрыть не полностью, отвернуть заглушку 14 на несколько витков до появления небольшой струи масла, выполнить указания подпунктов 7) и 8) пункта 1 настоящего Приложения 8, завинтить заглушку 14 и восстановить схему маслоподпитки, полностью открыв вентили 19 и 20;

3) отбор проб масла из центральных частей стопорной муфты осуществляется следующим образом - закрыть вентиль 7 не полностью, отвернуть заглушку 13 на несколько витков до появления небольшой струи масла, выполнить указания подпунктов 7) и 8) пункта 1 настоящего Приложения 8, завинтить заглушку 13 и восстановить схему маслоподпитки, полностью открыв вентиль 7.

3. Отбор проб масла из концевой муфты кабеля низкого давления (рисунок 3 настоящего Приложения 8):

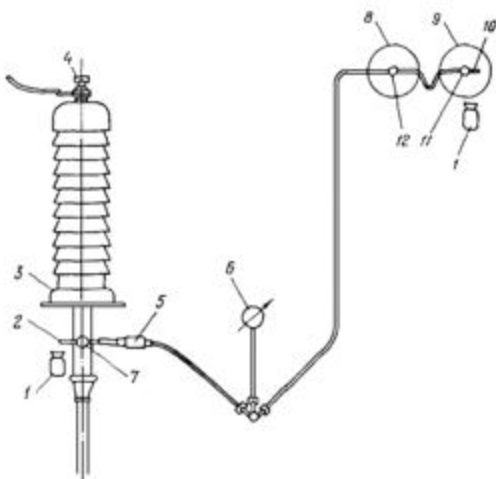


Рисунок 3. Отбор проб масла из концевых муфт кабелей низкого давления и баков давления

:

стеклянная банка; 2, 4, 10

—

заглушки; 3, 7, 11

—

сильфонные вентили; 5

—

изолирующая втулка; 6

—

электроконтактный манометр; 8, 9

—

баки давления

- 1) отбор проб масла из концевой муфты производится на отключенной линии;
- 2) закрыть вентили 10 и 21 баков давления 7 и 8;
- 3) отвинтить заглушку 4 на несколько витков до появления небольшой струи масла;
- 4) выполнить указание подпунктов 7) и 8) пункта 1 настоящего Приложения 8;
- 5) завинтить заглушку 4 и восстановить схему маслоподпитки, полностью открыв вентили 10 и 11.

4. Отбор проб масла из баков давления (рисунок 3 настоящего Приложения 8):

- 1) отбор проб из баков давления производится без отключения линии;
- 2) закрыть вентили 7, 11, 12;
- 3) для взятия пробы из бака давления 9 приоткрыть вентиль 11 и отвернуть на несколько витков заглушку 10 до появления небольшой струи масла;
- 4) выполнить указания подпунктов 7) и 8) пункта 1 настоящего Приложения 8;
- 5) закрыть вентиль 11 и завинтить заглушку 10;
- 6) для взятия пробы из бака давления 8 приоткрыть вентиль 12, отвернуть на несколько витков заглушку 10 и слить масло, содержащееся в соединительной трубке между баками;
- 7) выполнить указания пунктов 1.7 и 1.8 настоящего Приложения 8;
- 8) завинтить заглушку 10 и восстановить схему маслоподпитки, полностью открыв вентили 7, 11, 12.

5. Отбор проб масла из концевых и соединительно-разветвительных муфт кабелей высокого давления (рисунок 4 настоящего Приложения 8):

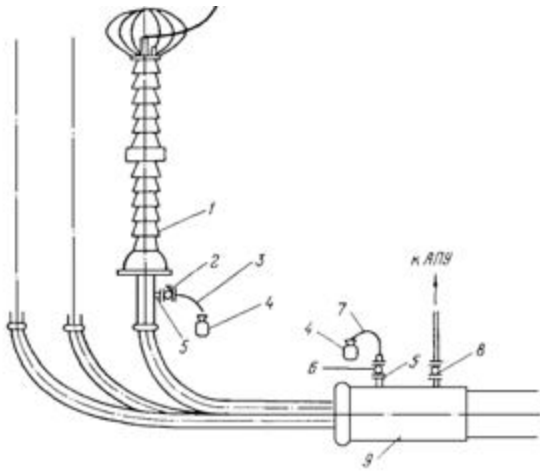


Рисунок 4. Отбор проб масла из концевых и соединительно-разветвительных муфт кабелей высокого давления:

- 1 — концевая муфта; 2, 6, 8
- сильфонные вентили; 3, 7
- изогнутая трубка; 4
- стеклянная банка; 5
- штуцер; 9
- соединительно-разветвительная муфта

1) отбор проб производится на отключенной кабельной линии;

2) отбор проб из муфт производится без снижения давления в линии с помощью специальных вентилях 2 и 6 с присоединенной к ним изогнутой трубкой. При отсутствии специальных вентилях на муфте может быть применен фланец со штуцером и заглушкой. В этом случае отбор проб производится после предварительного снижения давления в линии до 0,098 - 0,196 МПа (1 - 2 кгс/см²) с помощью изогнутой трубки с накидной гайкой, навинчиваемой на штуцер 5 вместо заглушки;

3) приоткрыть специальный вентиль 2 или 6 или снять заглушку после снижения давления и навинтить на штуцер вместо заглушки изогнутую трубку с накидной гайкой ;

4) выполнить указания подпунктов 7) и 8) пункта 1 настоящего Приложения 8;

5) закрыть специальный вентиль 2 или 6 или снять изогнутую трубку с накидной гайкой и установить заглушку на штуцер 5.

Указания по ремонту отдельных элементов маслонаполненных кабельных линий

1. Устранение неисправностей в баках давления:

1) течь масла в баках давления обнаруживается по показаниям манометра (падает давление) и непосредственно осмотром баков давления и соединительных трубок. Бак давления с течью масла заменяется;

2) ремонт бака давления и заполнение его маслом производится в стационарных условиях (в мастерских) по специальной заводской инструкции. Отключение линии при замене бака давления не требуется.

2. Ремонты стального трубопровода кабельной линии высокого давления.

Ремонт сквозных отверстий в трубопроводе производится следующим образом:

1) давление масла в трубопроводе снижают до минимально возможного значения, но так, чтобы в верхних частях линии (с наивысшей отметкой) оно было не менее 4,9

10^4 Па (0,5 кгс/см²);

2) снимают в месте повреждения антикоррозионную изоляцию;

3) сквозное отверстие закрывают пробкой и накладывают на нее с помощью специального хомута накладку, которую затем приваривают к трубопроводу по периметру. После приварки накладки хомут снимают;

4) давление масла в линии повышают до нормального значения, после чего линия включается в эксплуатацию;

5) отремонтированное место линии находится под наблюдением персонала несколько дней, после чего антикоррозионная изоляция восстанавливается. К сварочным работам на трубопроводах линии высокого давления допускаются только дипломированные сварщики.

После ремонта качество сварочного шва контролируется просвечиванием гамма-лучами радиоактивных изотопов.

3. Ремонт маслоподпитывающих агрегатов на линиях высокого давления:

1) к основным неисправностям баков-хранилищ масла относятся неплотности, трещины в стеклах маслоуказателей, неисправности дистанционных указателей уровня масла.

После осмотра, проверки и ремонта бак промывают горячим маслом (марки С-220), после чего бак проверяется на вакуум. Натекание воздуха после достижения вакуума 266,6 Па не более 133,3 Па в течение 4 часов;

2) ремонт и проверка масляного насоса производится совместно с ремонтом и проверкой соответствующего перепускного клапана, как правило, только при неисправности или отказе в работе одного из них.

После выявления дефектного насоса или клапана эксплуатационный персонал переводит подпитку линии на одну ветвь с исправным нагнетательным насосом и перепускным клапаном;

3) по окончании ремонта насос и перепускной клапан включают в схему агрегата только после удаления воздуха из труб, примыкающих к насосу и клапану, которое производится в соответствии с указаниями, приведенными ниже.

4. Вакуумирование выведенной из работы части подпитывающего агрегата производится через импульсную трубку электроконтактного манометра 9 (рисунок 1 настоящего приложения 9).

До установки на место всех элементов выведенной из работы части схемы производится их тщательная очистка от грязи и промывка горячим маслом марки С-220

Для вакуумирования соответствующий электроконтактный манометр снимается. Освободившийся конец импульсной трубки подсоединяется к схеме вакуумирования, как это показано на рисунке 1 настоящего приложения 9.

Вакуумирование производится при закрытых ventилях у маслобака (на линии I) и остальных открытых ventилях.

В качестве вакуумного насоса при необходимости используют один из вакуумных насосов подпитывающего агрегата.

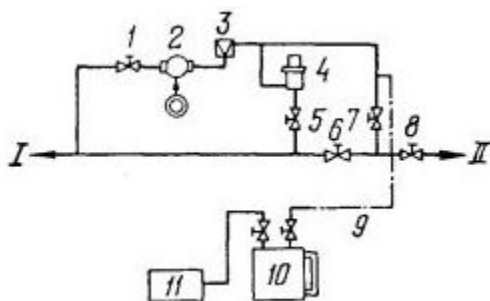


Рисунок 1. Схема вакуумирования цепей подпитывающего агрегата через импульсную трубку (при ремонтных работах):

- 1, 5, 7, 8
—
сильфонные ventиля с электромагнитным приводом; 2
—
масляный насос с электроприводом; 3
—

обратный клапан; 4

—

перепускной клапан; 6

—

сильфонный вентиль с механическим приводом; 9

—

импульсная трубка (от щита управления); 10

—

сливной бак; 11

—

вакуумный насос

Если использование вакуумного насоса агрегата невозможно по условиям работы установки, то в этом случае для вакуумирования используется дополнительный вакуумный насос.

Вакуумирование производится в течение 1 часа с момента достижения вакуума 2,6

.

10^2 Па (2 мм рт. ст.). После окончания вакуумирования производится испытание на натекание. Если в течение 30 мин. натекание не будет больше 1,3

.

10^2 (1 мм рт. ст.), отвакуумированная часть схемы включается в работу.

Перед вакуумированием обращают внимание на наличие масла в корпусе нагнетательного насоса.

Открывают вентиль у маслобака и производят слив 20

—

30 литров масла через импульсную трубку в сливной бак. Затем перекрывают кран сливного бака, отсоединяют свинцовую трубку от импульсной и под струей масла ввертывают электроконтактный манометр.

Восстанавливается нормальная схема подпитки, а управление масляным насосом 2 переводится на автоматическое.

При неудовлетворительных результатах испытания на натекание к свободному концу импульсной трубки подсоединяется баллон с сухим азотом и подается давление около 0,490

—

0,580 МПа (5

—

6 кгс/см²). Неплотности обнаруживаются покрытием фланцевых соединений мыльной пеной. После отыскания неплотности производится повторное вакуумирование, а затем заполнение маслом так, как это изложено выше.

О неисправностях электромагнитного воздушного клапана судят по показаниям соответствующих вакуумметров при включении вакуумного насоса, которые или

остаются без изменения или очень медленно возрастают. Вакуумный насос с клапаном, в котором имеется неисправность, отключен.

Неисправный вакуумный насос демонтируется, подвергается проверке и ремонту. Работу агрегата обеспечивает резервный вакуумный насос, имеющийся в установке.

К неисправностям сифонных вентилях относятся продольные течи или повреждения сифонных элементов вентилях.

При продольной течи вентиль в положении "закрыто" пропускает масло (или воздух).

Для устранения продольной течи или повреждений сифона вентиль демонтируется и подвергается ремонту и проверке. При повреждении сифона вентиль в зависимости от положения в схеме пропускает наружу масло или внутрь воздух.

Вентили с поврежденным сифоном легко выявляются при осмотре агрегата.

Вентили с поврежденным сифоном в вакуумной части установки выявляются по падению вакуума в соответствующем узле после проверки

Отсутствия неплотностей в других элементах схемы. Вентиль, имеющий поврежденный сифон, снимается с агрегата для замены и пайки нового сифона.

4. Аварийные режимы работы маслоподпитывающих агрегатов.

Сигнал об аварийном состоянии агрегата срабатывает по следующим причинам:

1) понижение давления масла в кабельной линии ниже допустимых пределов из-за неисправности нагнетательного насоса или утечки масла в линии, превышающей производительность насоса;

2) повышение давления в линии более допустимых пределов из-за отказов в работе перепускных клапанов, вследствие нарушения их регулировки или неисправности;

3) чрезмерно длительная работа нагнетательных насосов (больше 3
5 мин) из-за большой утечки масла в линии;

4) падение вакуума в баке-хранилище из-за появления неплотностей в вакуумной системе или неисправности вакуумного насоса;

5) снижение уровня масла в баке-хранилище ниже допустимого предела из-за большой утечки масла в отдельных элементах линии.

Во всех случаях снижения давления в линиях ниже допустимых пределов проверяется исправность маслонасосов. Если насосы исправны, принимают меры к отысканию утечки на линии;

При падении вакуума в баке-хранилище необходимо переключить откачку воздуха на резервный насос. Дальнейшее снижение вакуума укажет на неплотности в самом баке-хранилище;

При аварийном понижении давления при групповой подпитке линий автоматически закрываются сифонные вентили электромагнитным приводом. Вслед за этим

дежурный персонал вручную закрывает соответствующие сильфонные вентили, включенные последовательно с вентилями с электромагнитным приводом;

При больших утечках масла возможна неселективная работа сильфонных вентиляей с электромагнитным приводом и отключение от коллектора вместе с поврежденной линией исправных линий. В этом случае дежурный персонал по показаниям манометров на линиях находит поврежденную линию, аварийно снимает с нее напряжение и восстанавливает давление на неповрежденных линиях подъемом вручную вентиляей с электромагнитным приводом;

При появлении сигнала о недопустимо длительной работе маслонасосов проверяют, не происходит ли понижение уровня масла в баке, которое будет указывать на повреждение кабельной линии.

При отсутствии понижения уровня масла в баке следует поочередно перекрыть вентили на магистралях перепускных клапанов и проверить их исправность.

При обнаружении неисправного клапана последний выводится в ремонт.

Если указанными выше мерами не удастся выяснить причину непрерывной работы насосов, переводят их на ручное управление. Если при отключенных насосах давление в линиях не будет резко падать, то неисправен насос.

При резком падении давления в коллекторе следует проверить исправность кабельных линий.

5. Устройство неисправностей в концевых устройствах:

1) при появлении слабых течей во фланцевых соединениях медных разветвительных труб подтягивают болты фланцевых соединений;

2) при чрезмерно сильной затяжке болтов иногда наблюдается деформация фланцев, которая приводит к увеличению переходного электрического сопротивления во фланцевом соединении и заметному перегреву фланцев токами, наведенными в разветвительных медных трубах.

Для предотвращения перегрева фланцевого соединения накладывают на него шунт из медной шины, зажав последнюю под один из стяжных болтов фланцевого соединения;

3) при появлении сильной течи во фланцевых соединениях (нарушение целостности металлоасбестовой прокладки), в целом месте или местах сварок медных разветвительных труб, а также при нарушении герметичности камер высокого давления концевых муфт (повреждения бакелитового цилиндра или его торцевых уплотнителей), во всех этих случаях, сопровождающихся значительным вытеканием масла и спадом давления в линии, отключают линию, перекрывают обходной вентиль на полустопоре и предотвращают тем самым значительные потери масла из линии. При применении полустопорного устройства (рисунок 2 настоящего приложения 9) просачивается незначительное количество масла из стального трубопровода в разветвительные устройства и концевые муфты;

4) после перекрытия обходного вентиля производится ремонт поврежденного участка: заварка места течи на трубе разветвления, частичный или полный перемонтаж концевой муфты или перемонтаж труб разветвлений (со сменой прокладки) на поврежденной фазе.

После указанного ремонта разветвительное устройство вместе с концевыми муфтами вакуумируется, проверяется на герметичность (натекание воздуха) и заполняется маслом (через обходный вентиль полустопорного устройства с подачей масла от подпитывающего агрегата или предварительным заполнением системы маслом от передвижной дегазационной установки).

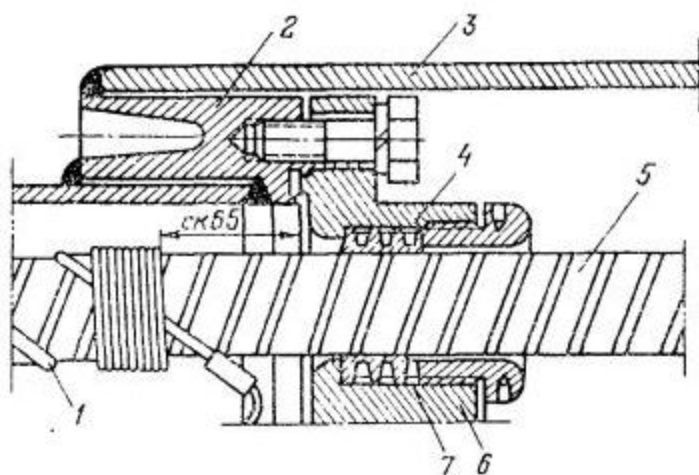


Рисунок 2. Конструкция полустопорного устройства на линиях высокого давления (показано уплотнение одной из трех фаз):

- 1
—
проволока скольжения (в месте прохождения через сальниковое уплотнение - снята); 2
- переходной фланец; 3
- кожух полустопорного устройства; 4
- сальниковое уплотнение; 5
- кабель; 6
- разделительная диафрагма полустопорного устройства; 7
- алюминиевые кольца

Измерение блуждающих токов

1. В комплекс измерений на кабельных линиях входят измерения:

1) потенциалов оболочек кабелей по отношению к медносульфатному электроду сравнения;

2) разности потенциалов между оболочкой кабеля и другими подземными сооружениями, и рельсами электрифицированного транспорта;

3) значений силы и плотности токов и их направления в тех же местах и цепях, где производились измерения потенциалов.

2. Для измерений потенциалов блуждающих токов применяется вольтметр с внутренним сопротивлением не менее 20000 Ом на 1 В с пределами измерений 75-0-75 мВ; 0,5-0-0,5 В; 1-0-1 В; 5-0-5 В или с другими близкими к указанным пределами.

Если измеряемые разности потенциалов не превышают 1 В, применяют неполяризующийся медносульфатный электрод сравнения; при больших разностях потенциалов используются металлические электроды (штыри).

3. Резко переменный характер блуждающих токов обуславливает следующие требования к методике их измерений.

В каждом контрольном пункте измерения производятся в течение 10

—
15 минут через каждые 5

—
10 секунд.

В зонах отсутствия блуждающих токов время измерения потенциалов в каждой точке ограничено 3

—
5 минут. Отсчеты производиться через каждые 15

—
20 секунд.

По данным измерений определяются средние значения потенциалов и токов. В знакопеременных зонах средние потенциалы подсчитываются отдельно для каждой полярности.

4. Измерения блуждающих токов производятся в часы наиболее интенсивного движения транспорта (трамваев, поездов электрифицированной железной дороги).

5. Измерения блуждающих токов на кабельных линиях производятся по исследуемой трассе в каждом кабельном колодце (в местах расположений соединительных муфт).

6. Конструкции контрольно-измерительных пунктов с учетом местных условий различные (настенные, подземные).

7. При наличии сложных узлов подземных сооружений и перетоков блуждающих токов с одних сооружений на другие измерения блуждающих токов производятся одновременно всеми заинтересованными организациями.

Полученные таким образом данные измерений после их совместного рассмотрения и анализа позволят наметить наиболее обоснованные и правильные меры борьбы с коррозией.

Приложение 11
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Контроль коррозионных свойств грунтов, грунтовых и других вод

1. Контроль коррозионных свойств грунтов производится отбором проб:

1) в местах, где имеются подозрения на агрессивные свойства грунтов (торфяные, черноземные, солончаковые, засоренные шлаком, строительным мусором);

2) в местах, где уже наблюдалось разрушение оболочек кабелей коррозией (особенно там, где нет блуждающих токов, или где их уровень низок);

3) по трассам вновь прокладываемых кабельных линий.

Отбор пробы грунтов рекомендуется производить в местах всякого рода ремонтных работ.

2. Пробы грунта на химический анализ отбираются с глубины прокладки кабеля через каждые 1000 м при однородном и через каждые 500 м при неоднородном характере грунта.

В торфяных, черноземных, солончаковых и насыпных грунтах отбирают по три пробы на расстоянии 300

—
500 м.

Масса одной пробы должна составлять не менее 500 г, причем 70 % этой пробы берется с глубины заложения кабеля и по 15 % со стенок шурфа или траншеи в двух характерных по цвету, составу и влажности местах. Все три части перемешиваются и помещаются в закрытую пронумерованную тару, не допускающую загрязнения пробы.

3. При наличии на трассе участков с грунтовыми и другими водами устанавливают их коррозионные свойства отбором и анализом проб.

Проба воды отбирается в чистые сухие бутылки емкостью 1 литр, предварительно 2

—

3 раза промытые отбираемой водой. Бутылки закрываются жесткими корковыми или резиновыми пробками. На бутылку прикрепляется этикетка с указанием номера объекта, номера пробы, места и даты отбора.

4. Коррозионная активность грунтов, грунтовых и других вод по отношению к свинцовой оболочке кабелей определяется по концентрации в них водородных ионов рН, содержание органических и азотистых веществ (нитрат-ионов) и общей жесткости воды (таблицы 1 и 2 настоящего приложения 11).

Коррозионная активность грунтов, грунтовых и других вод по отношению к алюминиевой оболочке кабелей определяется по концентрации водородных ионов рН, содержанию ионов хлора и железа (таблицы 3 и 4 настоящего приложения 11). Степень коррозионной активности грунтов, грунтовых и других вод на основании.

Результатов химического анализа устанавливается в соответствии с нормами, приведенными в таблицах 1

4 настоящего приложения 11.

5. Оценку коррозионной активности грунтов допускается производить по потере массы стальных образцов и определением удельного электрического сопротивления грунтов.

При определении коррозионной активности грунтов различными методами принимается показатель, указывающий на более высокую степень коррозионности.

6. Определение коррозионной активности грунтов по потере массы стальных образцов выполняется следующим образом:

1) образец представляет собой стальную трубку длиной 100 мм и внутренним диаметром 19 мм;

2) перед испытанием поверхность образца очищают от ржавчины и окалина корундовой шкуркой, обезжиривают ацетоном, высушивают фильтровальной бумагой, выдерживают сутки в эксикаторе с хлористым кальцием и взвешивают с погрешностью не более 0,1 г;

3) образец помещают в жестяную банку высотой 110 мм и внутренним диаметром 80 мм. Для изоляции образца от дна банки в один из его торцов вставляют резиновую пробку так, чтобы она выступала на 10

12 мм;

4) банка заполняется грунтом на 5 мм ниже верхнего конца трубки. Грунт утрамбовывается для обеспечения плотного прилегания к образцу в балке;

5) грунт увлажняют до появления на его поверхности непоглощенной влаги. Не допускается проводить увлажнение грунта после начала испытаний;

б) к банке с помощью зажимного приспособления подключается отрицательный, а к образцу - положительный полюс источника постоянного тока напряжением 6 В. Образец находится под током в течение 24 ч;

7) после отключения тока образец тщательно очищается от продуктов коррозии катодным травлением в 8 %-ном гидрате окиси натрия при плотности тока 3

5 А/дм², промывается дистиллированной водой, высушивается и взвешивается с погрешностью не более 0,1 г;

8) оценка коррозионной активности грунта производится согласно следующим данным:

Потеря массы стальной трубки, Менее 1 г	Свыше 1 до 2	Свыше 2 до 3	Свыше 3 до 4	Свыше 4	
Степень коррозионной активности грунтов	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Весьма высокая

7. Оценка коррозионной активности грунтов в зависимости от их удельного электрического сопротивления производится согласно следующим данным:

Минимальное годовое удельное сопротивление грунтов, Ом	Свыше 100	Свыше 20 до 100	Свыше 10 до 20	Свыше 5 до 10	До 5
Степень коррозионной активности грунтов	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Весьма высокая

Таблица 1.

Коррозионная активность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля

рН	Содержание компонентов, % от массы воздушно-сухой пробы		Коррозионная активность
	Органические вещества (гумус)	Нитрат-ионы	
6,5 - 7,5	До 0,0100	До 0,0001	Низкая
5,0 - 6,4	0,010 - 0,020	0,0001 - 0,0010	Средняя
7,6 - 9,0			
До 0,5, свыше 9,0	Свыше 0,0200	Свыше 0,0010	Высокая

Таблица 2.

Коррозионная активность грунтовых и других вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля

--	--	--	--

рН	Общая жесткость, мг-экв/л	Содержание компонентов, мг/л		Коррозионная активность
		Органические вещества (гумус)	Нитрат-ионы	
6,5 - 7,5	Свыше 5,3	До 20	До 10	Низкая
5,0 - 6,4	5,3 - 3,0	20 - 40	10 - 20	Средняя
7,6 - 9,0				
До 5,0, свыше 9,0	До 3,0	Свыше 40	Свыше 20	Высокая

Таблица 3.

Коррозионная активность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля

рН	Содержание компонентов, % от массы воздушно-сухой пробы		Коррозионная активность
	Хлор-ион	Ион железа	
6,0 - 7,5	До 0,001	До 0,002	Низкая
4,5 - 5,9			
7,6 - 8,5	0,001 - 0,005	0,002 - 0,010	Средняя
До 4,5, свыше 8,5	Свыше 0,005	Свыше 0,010	Высокая

Таблица 4.

Коррозионная активность грунтовых и других вод по отношению к алюминиевой оболочке кабеля

рН	Содержание компонентов, мг/л		Коррозионная активность
	Хлор-ион	Ион железа	
6,0 - 7,5	До 5,0	До 1,0	Низкая
4,5 - 5,9			
7,6 - 8,5	5,0 - 50	1,0 - 10	Средняя
До 4,5, свыше 8,5	Свыше 50	Свыше 10	Высокая

Приложение 12
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Защита коррозии стальных трубопроводов кабельных линий от высокого давления

1. Стальные трубопроводы на линиях высокого давления при наличии агрессивных почв или блуждающих токов имеют активную защиту от коррозии.

2. Катодная поляризация стальных трубопроводов, необходимая для создания надежно действующей защиты линий, осуществляется подачей на трубопровод отрицательного потенциала от постороннего источника.

3. Протекторная защита обычно оказывается недостаточной и применяется лишь на отдельных (удаленных от городских сетей) линиях.

Расположенных вне зон влияния блуждающих токов электрифицированного транспорта.

4. Для катодной поляризации линий в системах с общим малым переходным сопротивлением на землю применяются схемы катодной защиты, приведенные на рисунке. Способ катодной защиты заключается в пропускании выпрямленного тока через сопротивление, включенное в заземление трубопровода (рисунок 1, а) настоящего Приложения 12).

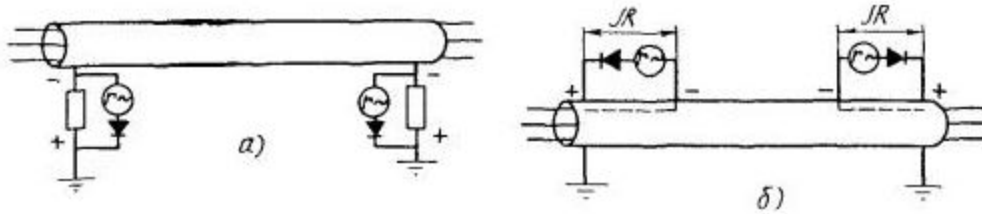


Рисунок 1. Схема катодной поляризации стального трубопровода кабельной линии высокого давления:

а
с дополнительным резистором; б
с источником переменного тока на концевом участке трубопровода

Включенное на землю сопротивление рассчитано на протекание токов коротких замыканий и обычно представляет собой шины из нержавеющей стали сечением около 400

700 мм² с общим сопротивлением 0,003

0,005 Ом.

Конструкция сопротивления достаточно стойкая к воздействию коротких замыканий.

В качестве катодной установки используется селеновый выпрямитель со ступенчатым регулированием тока. В качестве резистора использована часть самого трубопровода, в котором уложен кабель (рисунок 1, б настоящего приложения 12). Длина трубопровода, необходимая для создания защитного потенциала при токе 75

100 А, (при диаметре трубопровода 150

200 мм) около 80

140 метров.

5. В системах с большим общим переходным сопротивлением на землю (для защиты одиночных кабельных линий) эффективен и экономичен способ защиты с использованием выпрямителя и специально сооружаемого анодного заземления, как это показано на рисунке 2 настоящего Приложения 12.

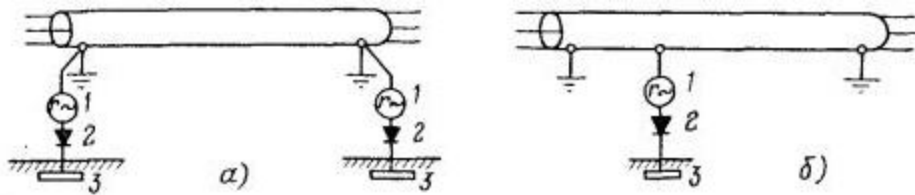


Рисунок 2. Схема катодной поляризации стального трубопровода для одиночных кабельных линий:

а

защитные катодные установки включены с обоих концов кабельной линии; б

поляризация трубопровода от одной катодной установки, включенной в промежуточной точке кабельной линии;

1

источник переменного тока; 2

вентиль; 3

специальный электрод заземления

Концевые устройства линии при этом нормально заземлены на подстанциях. Защита надежно работает при наличии (одной или нескольких) промежуточных "мертвых" опор, значение переходных сопротивлений (на землю) которых учитывается при расчете и наладке катодной защиты.

В зависимости от местных условий катодная поляризация осуществлена в одной точке линии (рисунок 2, б настоящего приложения 12) или может потребоваться установка двухкатодных защит на обоих концах линии (рисунок 2, а). Значительно реже может потребоваться установка трех и более катодных станций. Это имеет место лишь на протяженных кабельных линиях (более 5 км) или на линиях с сильно поврежденными защитными антикоррозионными покрытиями.

При защите стальных трубопроводов способом катодной поляризации подаваемые на линии защитные потенциалы не превышают значений, приведенных в таблицах 1 и 2 настоящего приложения 12.

6. Электрические параметры катодной защиты вначале устанавливаются расчетом и впоследствии уточняются при ее наладке.

Расчет катодной станции для защиты стального трубопровода сводится к определению тока и напряжения источника, необходимых для обеспечения катодного состояния защищаемого объекта.

7. Напряжение источника постоянного тока определяется из выражения:

$$U = I_{\text{защ}} R_{\text{общ}}, \quad (9)$$

где $I_{\text{защ}}$

— ток защитной станции, А;

$R_{\text{общ}}$

— электрическое сопротивление всей системы защиты, Ом, равное сумме сопротивлений трубопровода, анодного заземлителя и соединительных проводов.

Действительное сопротивление трубопровода находится из выражения:

$$R_{\text{эф}} = \sqrt{r_{\text{тр}} r_{\text{защ}}}, \quad (10)$$

где $r_{\text{тр}}$

— сопротивление стального трубопровода (Ом на 1 м длины);

$r_{\text{защ}}$

— сопротивление изолирующего защитного покрытия трубопровода (Ом на 1 м длины).

Ток $I_{\text{защ}}$ находится из выражения:

$$I_{\text{защ}} = \frac{U_{\text{эмц}}}{\sqrt{r_{\text{тр}} r_{\text{защ}}}} e^{L \sqrt{\frac{r_{\text{тр}}}{r_{\text{защ}}}}}, \quad (11)$$

где $U_{\text{эмц}}$

— минимальный потенциал относительно земли, равный 0,3 + 0,5 В;

L

— длина защищаемого стального трубопровода, м.

8. При наладке катодной станции защитные потенциалы на трубопроводе в ряде точек (обычно в двух-трех) контролируются с помощью специальных выводов, конструкция которых показана на рисунке 3 настоящего Приложения 12.

Так как в процессе эксплуатации значения сопротивления анодного заземлителя и защитных покрытий трубопровода заметно изменяются (разрушаются анодные заземлители, нарушается целостность защитных покрытий), контрольные выводы от стальной трубы используются также для текущей подрегулировки действия катодной станции.

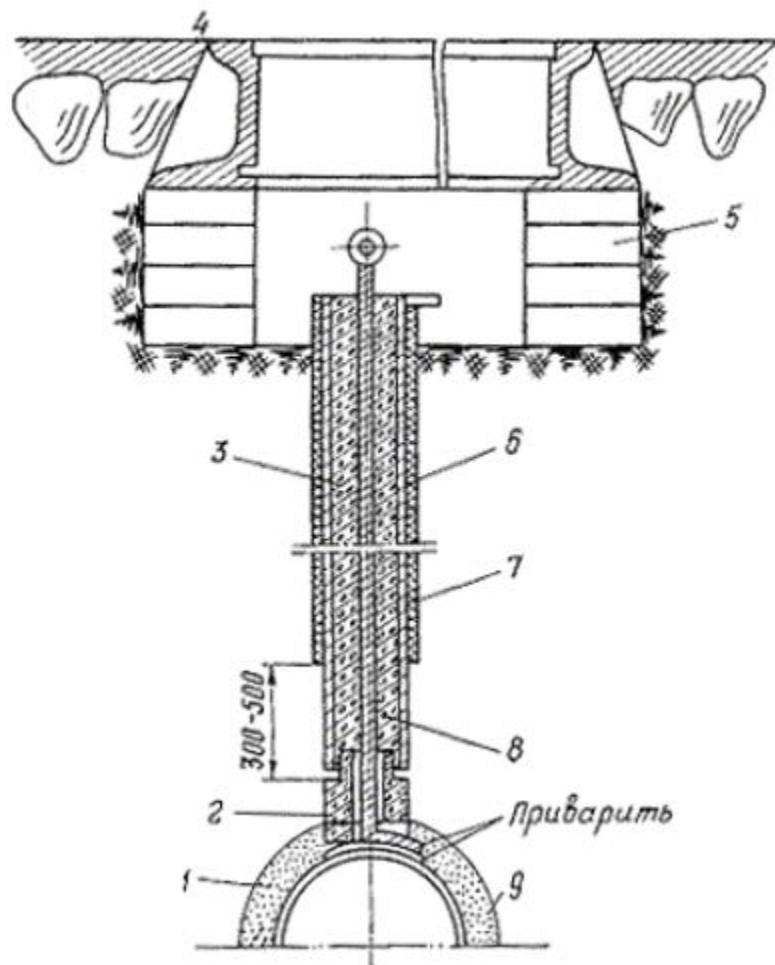


Рисунок 3. Конструкция вывода от стального трубопровода для измерения потенциалов:

- 1 — антикоррозионная защита;
- 2 — изолирующая втулка;
- 3 — битум;
- 4 —

—
литая чугунная коробка; 5

—
кирпичная кладка; 6

—
стальная труба; 7

—
усиленное битумное покрытие; 8

—
стальной стержень; 9

—
трубопровод

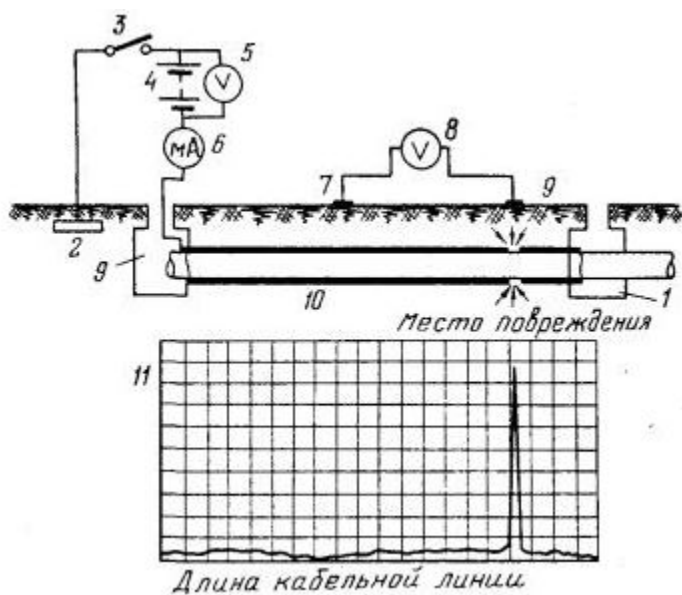


Рисунок 4. Схема нахождения местных повреждений защитных покрытий:

1

—
кабельный колодец; 2

—
заземление; 3

—
выключатель (периодически включаемый); 4

—
батарея 30 В; 5

—
вольтметр; 6

—
миллиамперметр; 7

неподвижный электрод; 8

—
вольтметр с большим внутренним сопротивлением (примерно 100000 Ом); 9

—
электрод, перемещаемый вдоль трассы в процессе измерений; 10

—
трубопровод кабельной линии с защитным покрытием; 11

—
диаграмма измеренных потенциалов вдоль кабельной линии

9. В случаях появления значительных местных нарушений целостности защитных покрытий они выявляются и восстанавливаются. Схема обнаружения местных повреждений антикоррозионных покрытий на стальных трубопроводах показана на рисунке 4 настоящего приложения 12.

Напряжение 20 - 100 В постоянного тока периодически прикладывается между стенкой стального трубопровода (могут использоваться контрольные выводы) и анодным заземлителем (или другим заземлителем с низким переходным сопротивлением).

На поверхности земли над трубопроводом измеряется разность потенциалов между двумя электродами (щупами), один из которых неподвижен 7, а второй переносится вдоль трубопроводов 9. Для измерений потенциалов используется вольтметр 8 с высоким внутренним сопротивлением (100 кОм на 1 В).

Покрытие считается неповрежденным, если включение батареи не вызывает изменений показаний вольтметра. При расположении подвижного электрода над местом повреждения покрытия или над плохо защищенным участком поверхности трубопровода вольтметр дает большое отклонение при включении батареи (график рисунка 4 настоящего приложения 12).

10. При эксплуатации установок катодной защиты соблюдаются следующие требования:

1) катодная станция действует непрерывно;

2) один раз в месяц при записи давлений масла по манометрам производить одновременно внешний осмотр катодных станций, проверять плотность подсоединения дренажных кабелей, целостность контура заземления, нагрев его и контактов выпрямителя;

3) эффективность и правильность действия катодной станции проверяют измерением защитных потенциалов в контрольных пунктах не реже 1 раза в год;

4) измерения потенциалов производят вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 20000 Ом на 1 В;

5) один раз в год проверять состояние анодного заземления измерением сопротивления растеканию тока;

6) температура помещений, где установлены выпрямители, не превышает +35

о
С;

7) при уходе за выпрямителями соблюдают требования заводских инструкций.

11. В установках электрических защит от коррозии (катодные станции, электродренаж) на приборах красной рисккой указаны допустимые значения защитного тока и потенциала.

Приложение 13
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Способы защиты кабельных линий от коррозии

1. Одним из основных способов защиты кабелей от коррозии является электродренаж

—
металлическая перемычка, с помощью которой блуждающие токи с оболочек кабелей отводятся в рельсы, отсасывающие пункты или непосредственно на отрицательные шины трамвайных подстанций.

Электродренаж подает отрицательный потенциал оболочкам кабелей, вследствие чего прекращается стекание с них в землю блуждающих токов, и тем самым прекращается процесс электролитической коррозии оболочек.

Различают три вида электродренажей.

Прямой электродренаж (дренажное устройство, обладающее двусторонней проводимостью) применяется в тех случаях, когда исключена возможность стекания токов с рельсов (либо отрицательных шин подстанций) в защищаемые кабельные линии.

Поляризованный дренаж (дренаж, обладающий односторонней проводимостью) применяется в тех случаях, когда потенциал защищаемого кабеля положительный или знакопеременный по отношению к рельсам или шине тяговой подстанции и по отношению к "земле", а также когда разность потенциалов "кабель-рельсы" больше разности потенциалов "кабель-земля".

Усиленный электродренаж применяется в тех случаях, когда потенциалы рельсов превосходят потенциалы на оболочке защищаемых кабелей и когда одновременно на кабельной линии имеется опасная (анодная) зона.

Когда по условиям защиты требуется поддержание определенного значения защитного потенциала, применяется автоматический электродренаж.

Электродренаж на кабельных линиях осуществляется при минимальном значении дренажного тока, обеспечивающего защиту оболочек кабелей от коррозии, и устанавливается на линиях в тех местах, где стекающие с оболочки токи максимальны.

Электродренаж периодически контролируется и регулируется в зависимости от изменившихся условий работы трамвайной сети, а также после установки электрических защит на других подземных сооружениях (кабелях связи, газопроводах).

2. Катодные установки применяются для защиты кабельных линий от электрокоррозии в тех случаях, когда устройство электрического дренажа невозможно или нецелесообразно по технико-экономическим соображениям (например, из-за отдаленности кабельных линий от мест возможного присоединения электродренажа), а также для защиты кабелей с голыми металлическими оболочками или кабелей, защитные покровы которых (кабельная пряжа, бронеленты) разрушены.

Принцип действия катодной установки заключается в создании отрицательного потенциала на защищаемом кабеле за счет токов катодной установки, втекающих в него из земли.

Защита способом катодной поляризации не применяется, если антикоррозионные покровы на кабелях не допускают прохождения через них блуждающих токов.

Катодная поляризация кабелей (со свинцовыми и алюминиевыми оболочками) осуществляется таким образом, чтобы создаваемые на них потенциалы по отношению к электродам сравнения (по абсолютной величине) были не менее значений, указанных в таблице 1 настоящего приложения 13, и не более значений, указанных в таблице 2 настоящего приложения 13.

Катодная поляризация силовых кабелей осуществляется так, чтобы исключалось ее вредное влияние на соседние подземные металлические сооружения.

3. Протекторная защита применяется для защиты кабелей от электрокоррозии в небольших анодных или знакопеременных зонах, когда удельное сопротивление грунта менее 20 Ом

и когда анодные зоны имеют небольшую протяженность, значение положительного потенциала на оболочках кабелей не превышает 0,2

0,3 В, а также когда одновременно необходима защита оболочек кабелей от воздействия почвенной коррозии.

4. Токоотводы (перемычки) применяют для защиты от электрокоррозии в анодных (прямые токоотводы) и знакопеременных (поляризованные токоотводы) зонах лишь в качестве вспомогательной меры защиты от коррозии.

5. Электрические методы защиты кабелей от воздействия блуждающих токов являются одновременно действенной защитой от почвенной коррозии, так как сообщаемый оболочкам кабелей отрицательный потенциал позволяет подавить вредное действие микро- и макроэлементов на поверхности металла при почвенной коррозии.

6. Кроме электрических мер защиты осуществляются следующие мероприятия по предотвращению разрушения оболочек кабелей коррозией:

- 1) запрещение загрязнения трасс кабельных линий всякими видами отходов и отходов, действующих разрушающе на металлические оболочки кабелей;
- 2) замена грунта под и над кабельными линиями землей, химически нейтральной по отношению к оболочкам;
- 3) удаление (перенос) кабельных линий из зон с агрессивными грунтами;
- 4) прокладки кабелей в изолирующей канализации (каналах, блоках, тоннелях, коробах, залитых битумом);
- 5) применение кабелей со специальными антикоррозионными покровами или кабелей в пластмассовых оболочках.

Таблица 1.

Минимальные поляризационные (защитные) потенциалы

Металл сооружения	Значения минимальных поляризационных (защитных) потенциалов, В, по отношению к неполяризующимся электродам		Среда
	водородному	медносульфатному	
Сталь	-0,55	-0,85	Любая
Свинец	-0,20	-0,50	Кислая
Свинец	-0,42	-0,72	Щелочная
Алюминий	-0,55	-0,85	Любая

Таблица 2.

Максимальные поляризационные (защитные) потенциалы

Металл сооружения	Защитные покрытия	Значения максимальных поляризационных (защитных) потенциалов, В, по отношению к неполяризующимся электродам		Среда
		водородному	медносульфатному	
Сталь	С защитным покрытием	-0,80	-1,10	Любая
Сталь	Без защитного покрытия	Не ограничивается		Любая
Свинец	С защитным покрытием и без него	-0,80	-1,10	Кислая
		-1,00	-1,30	Щелочная
Алюминий	С частично поврежденным покрытием	-1,08	-1,38	Любая

Защитные средства от электрокоррозии, изготавливаемые промышленностью

Наименование	Тип	Номинальная мощность, кВт	Номинальное выпрямленное напряжение, В	Номинальный выпрямленный ток, А
Автоматическая станция катодной защиты	ПАСК-1,2-48/24	1,2	48/24	25/50
То же	ПАСК-3,0-96/48	3,0	96/48	31/62
-"	ПАСК-5,0-96/48	5,0	96/48	52/104
Катодная станция	ПСК-1,2-48/24	1,2	48/24	25/50
-"	ПСК-2,0-96/48	2,0	96/48	21/42
-"	ПСК-3,0-96/48	3,0	96/48	31/62
-"	ПСК-5,0-96/48	5,0	96/48	52/104
-"	КСГ-500-1	0,5	50	10
-"	КСК-1200-1	1,2	60	20
Поляризованный электродренаж	ПГД-200	-	-	200
То же	ПД-ЗА	-	-	500

Приложение 15
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Особенности защиты от коррозии кабелей низкого давления в алюминиевых оболочках

1. Опасность коррозии кабелей в алюминиевых оболочках, находящихся в эксплуатации устанавливается на основании результатов определения:

1) значения сопротивления изоляции защитного покрова алюминиевой оболочки по отношению к земле (для небронированных кабелей) или к бронеленте (для бронированных кабелей);

2) наличия блуждающих токов в оболочке кабеля.

Если измеренное значение сопротивления изоляции защитных покровов алюминиевой оболочки кабеля (независимо от типа защитного покрова) составляет менее 15 килоОм километр (далее - кОм

км), то такие участки требуют проведения мероприятий по защите (отыскание мест повреждения защитных покровов и их ремонт, применение электрохимической защиты).

2. Если после устранения всех обнаруженных дефектов значение сопротивления изоляции защитных покровов составляет более 15 кОм

км, то электрохимическая защита не требуется, в противном случае создается электрохимическая защита независимо от степени коррозионной активности грунта.

3. Защита алюминиевых оболочек кабелей от коррозионного воздействия окружающей среды и блуждающих токов в земле обеспечивается за счет применения кабелей с усиленными защитными покровами (шлангового типа) и лишь в качестве дополнительных мероприятий предусматриваются электрические методы.

Электрические дренажи и катодные станции для защиты от электрокоррозии алюминиевых оболочек обеспечивают автоматическое поддержание защитных потенциалов в заданных пределах.

4. Для предотвращения контактной коррозии при сооружении и ремонтах кабельных линий выполнена надежная изоляция мест спаев алюминиевой оболочки с металлическими корпусами соединительных муфт и медными перемычками и оголенных участков оболочки у "шеек" муфт.

5. Контроль сопротивления изоляции защитных покровов проводится периодически с учетом условий прокладки кабеля в сроки, устанавливаемые местными инструкциями

Приложение 16
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Состояние масла в кабельных линиях

Таблица 1.

Минимальная температура среды

Температура окружающей среды	Линия низкого давления с маслом марок		Линия высокого давления с маслом марок	
	МН-3, МН-4	МНК-2	С-110, С-220	ВК-21
Минимально допустимая по всей длине кабельной линии, не ниже, °С	0	-20	0	-5
Минимально допустимая температура воздуха для открытой (без подогрева) установки концевых	-25	-45		-20

м у ф т и подпитывающих баков, ○ С			-15	
--	--	--	-----	--

Таблица 2.

Параметры давлений масла и вид подпитывающего устройства

Конструкция кабеля	Параметры давления, МПа (кгс/см ²)			В и д подпитывающего устройства
	длительно допустимое давление	кратковременное давление при переходных режимах	давление при аварийном отключении	
Низкого давления:				
выпуска до 1970 г.	0,0245 - 0,147	0,0148 - 0,294	0,0102 (0,11)	Баки питания
	(0,25 - 1,5)	(0,15 - 3,0)		Баки давления
в свинцовой оболочке	0,0245 - 0,294	0,0148 - 0,590		
	(0,25 - 3,0)	(0,15 - 6,0)	0,0102 (0,11)	Баки давления
в алюминиевой оболочке	0,0245 - 0,49	0,0148 - 0,980		
	(0,25 - 5,0)	(0,15 - 10)	0,0102 (0,11)	Баки давления
Среднего давления:				
выпуска до 1970 г.	0,0245 - 0,294	0,0148 - 0,590		
	(0,25 - 3,0)	(0,15 - 6,0)	0,0102 (0,11)	Баки давления
Высокого давления:				
выпуска до 1970 г.	1,08 - 1,57 (11 - 16)	0,98 - 1,76 (10 - 18)	0,78 (8,0)	Подпитывающий агрегат
110 кВ	1,08 - 1,57 (11 - 16)	0,98 - 1,76 (10 - 18)	0,490 (5,0)	Подпитывающий агрегат
220 кВ и выше	1,08 - 1,57 (11 - 16)	0,98 - 1,76 (10 - 18)	0,785 (8,0)	Подпитывающий агрегат

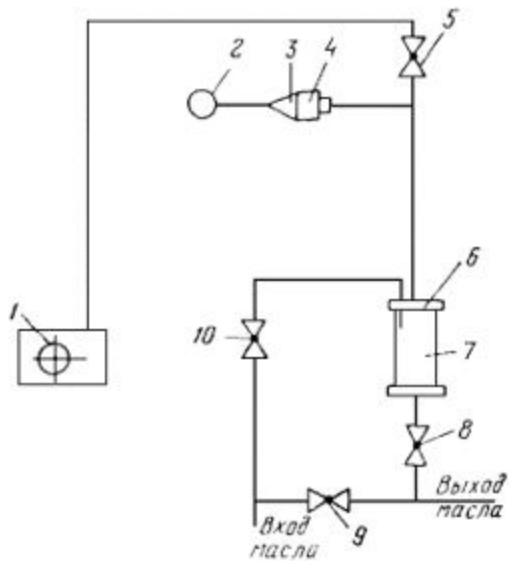


Рисунок 1. Схема абсорбциометра для определения степени :

- 1
- вакуумный насос; 2
- вакуумметр; 3
- разъем манометрической лампы; 4
- накидная гайка; 5
- вентиль откачки; 6
- фланец; 7
- мерный стакан; 8
- вентиль слива масла; 9
- вентиль пролива масла; 10
- вентиль подачи масла

Таблица 3.

Значение тангенса угла диэлектрических потерь масла (при 100

°
С)

Срок работы кабельных линий	Значение tgδ масла, %, кабеля на номинальное напряжение, кВ		
	110	150 - 220	330 - 500
При вводе в работу ¹	0,5/0,8	0,5/0,8	0,5
В эксплуатации в течение :			
первых 10 лет	3,0	2,0	2,0
до 20 лет	5,0	3,0	-
свыше 20 лет	5,0	5,0	-

¹В числителе указано значение tgδ масел средней вязкости, а в знаменателе — маловязких масел.

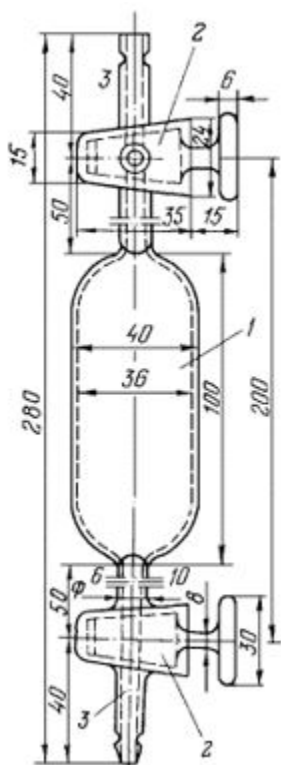


Рисунок 2. Сосуд для отбора и транспортирования проб масла:

- 1 — рабочая емкость сосуда; 2 — притертые краны; 3 — наконечники для присоединения трубок из вакуумной резины

Методика испытаний кабелей

1. При испытании маслонаполненных кабельных линий, давление масла в линии в пределах длительно допустимых давлений в соответствии с таблицей 1 Приложения 16 настоящих Методических указаний.

2. При испытании линии напряжение подается на одну из фаз, две другие фазы заземляются. При испытании повышенным выпрямленным напряжением к испытуемой жиле кабеля присоединяется отрицательный полюс установки. Повышение напряжения производится плавно (1

—
2 кВ/с), при этом производится наблюдение за короной и разрядами по концевым муфтам, а также за токами, протекающими через изоляцию (токи утечки).

3. Измерение токов утечки в целях предотвращения погрешностей за счет токов короны и различных паразитных токов утечек во всей испытательной схеме производится с помощью прибора, включенного на стороне высокого напряжения, при одновременном экранировании прибора и провода, соединяющего испытательную установку с кабелем.

Погрешность в измерении тока утечки из-за короны на верхней части муфты устраняют применением экрана, на который подается потенциал испытательного напряжения (рисунок 1 настоящего приложения 17). В случае необходимости принимают меры по устранению погрешностей из-за поверхностных токов утечек, протекающих по изоляторам концевых муфт, наложением на них охранных колец.

4. Если при испытаниях кабельной линии появляются толчки тока или токи утечки будут возрастать, испытание следует продолжить еще на 5

—
10 мин. При дальнейшем повышении тока утечки или увеличении толчков тока испытания прекращают и ставят об этом в известность главного инженера электрической сети района или электростанции.

5. На работы по испытаниям кабельных линий оформляется наряд.

Порядок производства испытаний следующий:

1) по указанию дежурного инженера электростанции или диспетчера линия отключается, токоподводящие шины отсоединяются от концевых муфт, тщательно осматриваются все элементы линии, производится очистка изоляторов;

2) у противоположного конца линии устанавливают наблюдающего, который следит за всем происходящим на концевых муфтах во время испытания линии;

3) собирают схему испытаний и производят испытания;

4) после испытаний кабель должен быть разряжен. Разрядку производят через 1

2 мин после снятия напряжения штангой или специальными заземляющими ножами (имеющимися в испытательной установке) через ограничительный резистор.

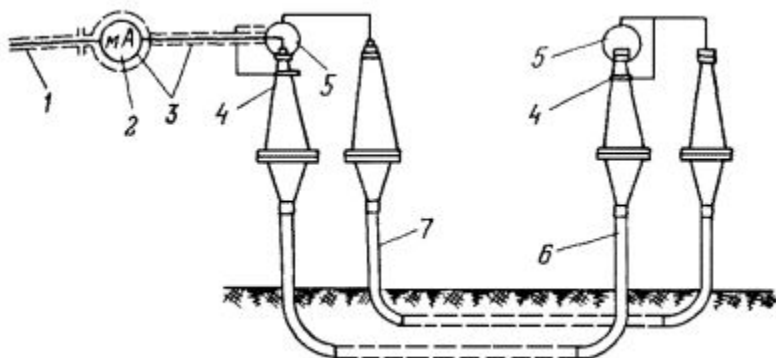


Рисунок 1. Схема испытаний с устранением погрешностей в измерениях токов утечек:

- 1 — экранированный провод от испытательной установки;
- 2 — микроамперметр;
- 3 — экранировка прибора и провода, идущего к кабелю;
- 4 — охранные кольца на изоляторах концевых муфт;
- 5 — экранирующие колпаки для головок муфт;
- 6 — испытуемый кабель;
- 7 — кабель, используемый для подсоединения экранов

Приложение 18
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Методика определения места утечки масла

Для определения места утечки масла на линии между колодцами К3 и К7 (рисунок 1 настоящего приложения 18) производится замораживание кабеля в колодце К5. Затем в течение 1 - 1,5 через каждые 5 мин снимаются показания манометров в колодцах К3 и К7. Если манометр (например, в колодце К7) показывает постоянное снижение давления в линии (на участке между колодцами К5 и К7), а показания манометра в

колодце К3 остаются неизменными, следовательно, утечка масла имеет место на участке линии между колодцами К5 и К7. Затем производится замораживание кабеля в колодце К6 и снимаются показания манометров, как указано выше. Если показания манометра в колодце К7 остаются неизменными, а манометр в колодце К3 показывает постоянное снижение давления, то это свидетельствует о том, что утечка масла происходит на участке линии между колодцами К3 и К6.

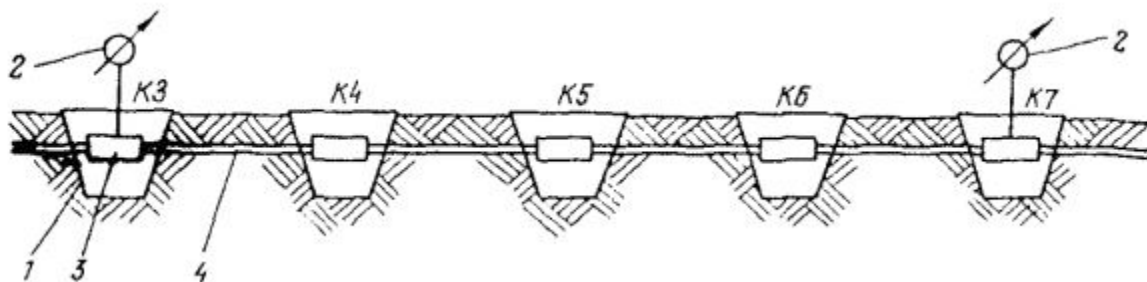


Рисунок 1. Схема определения места утечки масла:

- 1 — колодец;
- 2 — манометр;
- 3 — соединительная муфта;
- 4 — кабель

Как установлено ранее на участке линии между колодцами К3 и К5 утечки масла нет. Следовательно, утечка имеет место на участке между колодцами К5 и К6. Более точное определение места утечки масла производится последовательным вскрытием трассы кабеля на участке между колодцами К5 и К6, замораживанием кабеля и постепенным приближением к месту утечки масла.

Приложение 19
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Перечень приемосдаточной документации

При сдаче кабельной линии в эксплуатацию представлена следующая документация :

1) проект кабельной линии, скорректированный и согласованный с заводом-изготовителем кабеля и эксплуатирующей организацией, имеющий в своем составе мероприятия по антикоррозионной защите;

2) исполнительный чертеж трассы с указанием места установки муфт и исполнительные профили линий, чертежи колодцев, туннелей, концевых участков, подпитывающих пунктов с точным указанием на чертежах всего расположенного в них оборудования;

3) материалы по согласованию трассы кабельной линии;

4) протоколы заводских испытаний кабелей и муфт, а также подпитывающей аппаратуры;

5) акты о состоянии кабелей на барабанах;

6) кабельный журнал с указанием количества и типов смонтированных муфт, даты их монтажа, фамилий, имени, отчества (если оно указано в документе, удостоверяющем личность) электромонтеров, длин секций, номеров барабанов и номеров строительных длин;

7) акты строительных и скрытых работ с указанием пересечений и сближений кабелей со всеми подземными коммуникациями;

8) акты на монтаж кабельных муфт;

9) протокол испытания кабельной линии повышенным напряжением после прокладки;

10) результаты коррозионных изысканий в соответствии с проектом (протоколы анализа грунтов трассы кабельной линии по характерным участкам и измерений блуждающих токов, потенциальные диаграммы);

11) исполнительные высотные отметки кабеля и подпитывающей аппаратуры (для

линий 110
—
220 кВ низкого давления);

12) протоколы испытаний защитных покровов;

13) результаты испытаний масел из всех элементов линий;

14) результаты пропиточных испытаний и испытаний на свободное протекание масла на линиях низкого давления;

15) результаты опробования и испытаний подпитывающих агрегатов на линиях высокого давления;

16) результаты проверки системы сигнализации давления;

17) результаты испытания устройств автоматического подогрева концевых муфт;

18) результаты измерения токораспределения по фазам;

19) результаты измерения рабочей емкости жил кабелей;

20) результаты измерения активного сопротивления жил кабелей;

21) результаты измерения сопротивления изоляции;

- 22) результаты измерений сопротивления заземления колодцев и концевых муфт;
- 23) акт проверки и испытаний автоматических стационарных установок пожаробезопасности;
- 24) протокол контроля усилий тяжения в процессе прокладки;
- 25) инвентарная опись всех элементов кабельной линии.

Приложение 20
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Содержание паспорта

- 1. Паспорт маслонаполненной кабельной линии содержит следующие разделы:
 - 1.1. Конструктивные данные линии.
 - 1.2. Технические данные линии.
 - 1.3. Эксплуатационные данные линии.
- 2. В разделе "Конструктивные данные кабельной линии" приведены:
 - 2.1. Тип, сечение и номинальное напряжение кабеля.
 - 2.2. Длина линии и число цепей.
 - 2.3. Адрес линии.
 - 2.4. Дата ввода линии во временную и промышленную эксплуатацию.
 - 2.5. Объем масла в линии.
- 3. В разделе "Технические данные кабельной линии" приведены:
 - 3.1. Сведения о прокладке кабельной линии:
 - номера барабанов с кабелем;
 - строительные длины кабеля;
 - масса строительной длины;
 - номера колодцев;
 - номера секций, цепей и наименование фаз;
 - дата прокладки;
 - усилие тяжения;
 - условия прокладки;
 - фамилия, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность) и должность лица, ответственного за прокладку;
 - подпись лица, ответственного за прокладку.
 - 3.2. Схема трассы линии с указанием улиц и переулков, по которым проходит трасса, мест размещения колодцев, подпитывающих пунктов, концевых муфт.
 - 3.3. Профиль трассы линии с указанием значений абсолютных отметок по линии.
 - 3.4. Адресный список трассы линии с указанием улиц и переулков, на которых расположены колодцы.

3.5. Схема трассы контрольного кабеля и конструктивные данные кабеля.

3.6. Схема фазировки линии.

3.7. Схема маслоподпитывающей системы с указанием мест размещения, количества и типа подпитывающей аппаратуры.

3.8. Электрические характеристики линии (емкость по фазам, сопротивление жил и изоляции, токи утечки при испытании, длина кабельной линии по прибору ИКЛ).

3.9. Сведения о результатах пропиточных испытаний каждой секции, каждой фазы кабеля.

3.10. Данные о монтаже соединительных, стопорных и концевых муфт с указанием номеров муфт, номеров строительных длин (концов) кабеля, мест расположения (монтажа) муфт, заводских номеров муфт, наименований цепи и фазы, дата монтажа, фамилий, имен, отчеств (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), руководителей монтажа и монтеров.

4. В разделе "Эксплуатационные данные кабельной линии" должны быть приведены

:

4.1. Результаты нагрузочных испытаний линии на герметичность.

4.2. Результаты измерений токовых нагрузок с указанием даты измерения и тока нагрузки.

4.3. Результаты измерения температуры нагрева кабелей.

4.4. Сведения о повреждениях кабельной линии с указанием даты, места и причины повреждения.

4.5. Сведения о ремонтах кабельной линии с указанием даты ремонта.

4.6. Сведения о проверке устройств телесигнализации давления масла с указанием даты, места проверки и значений уставок.

4.7. Сведения о регулировании системы маслоподпитки.

4.8. Сведения о проверке значений сопротивлений заземлений с указанием даты измерений и значения сопротивления контура заземления.

4.9. Сведения по контролю за блуждающими токами.

4.10. Сведения о земляных работах.

Приложение 21
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
кабельных линий напряжением
свыше 110 киловольт

Температурный мониторинг кабельных линий высокого напряжения на основе кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

В современных условиях часто меняющейся нагрузки кабельные линии высокого напряжения требует постоянного контроля над тепловыми процессами, происходящими внутри кабельной линии на всем ее протяжении. Особенно это

актуально для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. Связано это, как известно, с тем, что даже кратковременное превышающее температурное воздействие на сшитый полиэтилен приводит к изменению изолирующих свойств полиэтилена.

Одно из современных решений контроля температуры в кабелях из сшитого полиэтилена

—
использование систем мониторинга, основанных на обратном рассеянии света в оптическом волокне. Оптические волокна, либо встроенные непосредственно в силовую кабель, либо прикрепленные к кабелю снаружи, позволяют регистрировать температурную кривую вдоль всей кабельной трассы.

В целом системы температурного мониторинга достаточно сложны

—
здесь используются разработки в области оптоэлектроники. Общий принцип работы и используемые физические законы одни

—
в оптический световод излучаются мощные импульсы лазера, затем измеряется спектральный состав обратного (Рамановского) рассеяния

—
при изменении свойств стекловолокна под воздействием локальной температуры для конкретного места определяется температура изменения.

Внешне система мониторинга

—
это стойка, в которой размещаются блоки аппаратуры, включая блоки лазерного излучения и измерения, обработки сигналов и хранения данных, источник бесперебойного питания, монитор, клавиатура и оптическая распределительная коробка для подключения оптических волокон, идущих с кабельной линии.

Все предлагаемые системы мониторинга в режиме реального времени определяют места локальных перегревов и превышение допустимых значений температуры с возможностью передачи информации на диспетчерские пункты.

Все предлагаемые системы мониторинга аккумулируют данные для возможности определения остаточного срока службы кабельных линий высокого напряжения на основе "исторических" данных распределения температуры по его длине.

За счет использования последних научных разработок в области волоконной оптики и уникального программно-аппаратного комплекса российского разработчика при сопоставимой стоимости с западными аналогами системы типа ПТС имеет отличные технические характеристики. В базовой комплектации ПТС-1000 разработчик гарантирует для линии длиной 10 км время измерения одного канала (одной фазы)

—
2 минуты (с температурным разрешением 0,1

°

С

из таблицы 1 настоящего приложения 21, в которой приведены технические характеристики ПТС-1000). Реализованная технология обеспечивает сбор динамических температурных данных в режиме реального времени по всей длине высоковольтного СПЭ-кабеля более чем в 40000 точках с разрешающей способностью в 1 метр с помощью многомодового оптического волокна, вмонтированного в XLPE-кабель.

Система мониторинга типа ПТС имеет высокую производительность и надежность наработка на отказ 11 лет. Положительным моментом системы ПТС является адаптация к системам передачи данных с учетом отечественных условий. Удобный интерфейс взаимодействия выполнен на русском языке. При разработке программного комплекса использовано лицензионное программное обеспечение.

Система мониторинга позволяет решить три основных проблемных вопроса эксплуатации подземных кабелей из сшитого полиэтилена, которые в значительной степени определяют срок службы кабеля в связи с технологическими особенностями конструкционных материалов:

1) превышал ли кабель свою номинальную рабочую температуру; если да то, как долго и в каком месте;

2) превышал ли кабель свою максимально допустимую температуру; если да то, как долго и в каком месте;

3) предсказывать допустимую электрическую нагрузку на кабель, в случае, если температура кабеля достигнет своей максимальной расчетной температуры.

Обладая этой информацией, эксплуатирующая организация, имеет возможность оценить остаточный срок службы высоковольтного кабеля.

Система мониторинга кабельных линий высокого напряжения "ПТС-1000":

1) обеспечивает точными температурными данными для оценки состояния кабеля в реальных условиях эксплуатации;

2) позволяет определять остаточный срок службы высоковольтного кабеля на основе исторических данных распределения температуры по его длине;

3) предоставляет действующие температурные значения для систем динамического управления нагрузкой;

4) определяет места локальных перегревов и превышение допустимых значений температуры кабеля;

5) дополнительно обеспечивает раннее выявление мест возникновения пожара в кабельном тоннеле или в трубопроводе;

6) позволяет осуществлять контроль состояния оптоволокна внутри высоковольтного кабеля;

7) обеспечивает автоматическую передачу вышеуказанных данных в места информационного потребления и сбора данных;

8) позволяет осуществлять удаленное управление системой, возможность реконфигурации системы, перекалибровки или удаленное изменения программ.

Таблица 1.

Основные технические характеристики системы ПТС-1000

Наименование характеристик	Значение характеристики
Диапазон измерений температуры	от -40 ◦ С до +300 ◦ С
Предел допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры	не более \pm 1 %
Время измерения канала (одной фазы)	2 мин
Температурное разрешение	вплоть до 0,1 ◦ С
Область измерения на каждый канал	до 10 км
Потребляемая мощность	не более 500 Вт
Волоконно-оптический кабель датчика	Multimode GI 50/125
Интерфейсы	Ethernet (основной), USB, MODBUS, модем, RS232, RS485
Операционная система	ОС Windows XP (внутренняя установка)
Стандарт хранения данных	80 ГБ жесткий диск и CD дисковод
Параметры питания источника переменного тока:	
Напряжение	120/240В AC
Частота	50/60 Гц
Рабочие условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха	от +20 ◦ С до +40 ◦ С
Относительная влажность окружающего воздуха	< 90 %
Габариты (длина x ширина x высота)	600 x 2010 x 800 мм
Масса	не более 120 кг

Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для проведения контроля состояния заземляющих устройств в процессе эксплуатации, при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции объектов электрических сетей, а также объектов электросетевого хозяйства, присоединяющихся к сетям.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) вторичное оборудование

—
аппаратура (устройства) релейной защиты и электроавтоматики, противоаварийной автоматики; автоматизированной системы управления технологическим процессом; автоматизированной системы диспетчерского управления; системы сбора и передачи информации; автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии; противопожарной системы; охранной сигнализации; видеонаблюдения; система оперативного постоянного тока; система собственных нужд переменного тока 0,4 кил вольт (далее

—
кВ); системы управления и сигнализации вспомогательного оборудования; система диагностики силового оборудования, контрольные кабели;

2) заземление

—
преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством;

3) заземляющее устройство

—
совокупность заземлителя и заземляющих проводников;

4) заземлитель

—
проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду;

5) заземляющий проводник

—
проводник, соединяющий заземляемую часть (точку) с заземлителем;

6) замыкание на землю

—
случайный электрический контакт между токоведущими частями, находящимися под напряжением, и землей;

7) зона нулевого потенциала (относительная земля)

—
часть земли, находящаяся вне зоны влияния какого-либо заземлителя, электрический потенциал которой принимается равным нулю;

8) зона растекания (локальная земля)

—
зона земли между заземлителем и зоной нулевого потенциала. Термин земля следует понимать, как земля в зоне растекания;

9) искусственный заземлитель

—
заземлитель, специально выполняемый для целей заземления;

10) коррозия заземлителей

—
химическое превращение материала заземлителя (прежде всего его окисление), происходящее при участии внешней среды и стекающих с заземлителя переменных, и постоянных токов;

11) напряжение на заземляющем устройстве

—
напряжение, возникающее между точкой ввода тока в заземлитель и зоной нулевого потенциала;

12) напряжение прикосновения

—
напряжение между двумя проводящими частями или между проводящей частью и землей при одновременном прикосновении к ним человека или животного;

13) напряжение шага

—
напряжение между двумя точками на поверхности земли, на расстоянии 1 метр (далее

м) одна от другой, которое принимается равной длине шага человека;

14) ожидаемое напряжение прикосновения

—
напряжение между одновременно доступными прикосновению проводящими частями, когда человек или животное их не касается;

15) открытая проводящая часть

—
доступная прикосновению проводящая часть электроустановки, нормально не находящаяся под напряжением, но которая может оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции;

16) опорная точка заземляющего устройства

—
точка на заземляющем устройстве, являющаяся наиболее частым местом ввода тока, такой точкой могут быть

—
места заземления нейтралей трансформаторов;

17) потенциалоповышающий ток

—
ток, стекающий с заземлителя в землю и создающий напряжение на заземляющем устройстве;

18) заряд статического электричества

—
импульсный перенос электрического заряда между телами с разными электростатическими потенциалами при непосредственном контакте или при сближении их на некоторое, достаточно маленькое расстояние;

19) разность потенциалов на заземляющем устройстве

—
разность потенциалов, возникающая между различными точками заземляющего устройства при коротком замыкании на подстанции, вызванная продольными токами и сопротивлением проводников заземляющей системы;

20) сопротивление заземляющего устройства

—
отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю;

21) сопротивление неэквипотенциальности

—
разница потенциалов между любыми двумя точками на заземляющем устройстве электроустановки, отнесенная к току, протекающему между точками ввода тока в заземляющем устройстве;

21) ток замыкания на землю

—
ток, стекающий в землю в месте замыкания;

22) уравнивание потенциалов

электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов;

23) система уравнивания потенциалов

совокупность проводящих частей и соединительных проводников уравнивания потенциалов;

24) устойчивость к электромагнитной помехе, (далее

помехоустойчивость)

способность технического средства сохранять заданное качество функционирования при воздействии на него внешних помех с регламентируемыми значениями параметров в отсутствие дополнительных средств защиты от помех, не относящихся к принципу действия или построения технического средства;

25) эквивалентное удельное сопротивление земли с неоднородной структурой: удельное электрическое сопротивление земли с однородной структурой, в которой сопротивление заземляющего устройства имеет то же значение, что и в земле с неоднородной структурой;

26) электромагнитная совместимость технических средств (далее

ЭМСТС)

способность технического средства функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке и не создавать недопустимых электромагнитных помех другим техническим средствам;

27) электромагнитная обстановка

совокупность электромагнитных явлений, процессов в заданной области пространства, в частотном и временном диапазонах;

28) электромагнитная помеха

электромагнитное явление, процесс, которые ухудшают или могут ухудшить качество функционирования технического средства.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

4. В Методических указаниях приведены методы контроля и испытаний заземляющих устройств подстанций и опор воздушных линий, методы проверки пробивных предохранителей и цепи фаза-нуль (в установках до 1000 Вольт (далее

В)) в процессе эксплуатации и при приемке вновь сооружаемых или реконструируемых заземляющих устройств, а также указаны используемые при этом приборы.

Характеристики заземляющих устройств отвечают требованиям обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и обеспечивают в нормальных и аварийных условиях следующие эксплуатационные функции электроустановки:

- 1) действие релейных защит от замыкания на землю;
- 2) действие защит от перенапряжений;
- 3) отвод в грунт токов молнии;
- 4) отвод рабочих токов (токов несимметрии);
- 5) защиту изоляции низковольтных цепей и оборудования;
- 6) снижение электромагнитных влияний на вторичные цепи;
- 7) защиту подземного оборудования и коммуникаций от токовых перегрузок;
- 8) стабилизацию потенциалов относительно земли и защиту от статического электричества;
- 9) обеспечение взрыво - и пожаробезопасности.

5. Основными параметрами, характеризующими состояние заземляющих устройств, являются:

- 1) сопротивление заземляющих устройств (для электроустановок подстанций, электростанций и опор воздушных линий);
- 2) напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю;
- 3) напряжение прикосновения (для электроустановок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью, кроме опор воздушных линий).

6. Дополнительными характеристиками заземляющих устройств, с помощью которых производится оценка его состояния в процессе эксплуатации, являются качество и надежность соединения элементов заземляющих устройств, соответствие сечения и проводимости элементов требованиям Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851) (далее

—
Правила устройства электроустановок) и проектным данным, интенсивность коррозионного разрушения.

7. Для контроля заземляющих устройств в электроустановках до 1 кВ с изолированной нейтралью производится проверка пробивных предохранителей, а в электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью проверка цепи фаза-нуль, в соответствии с Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок,

утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907) (далее

—
Правила техники безопасности).

8. Периодичность проверки параметров заземляющих устройств:

1) проверка заземляющих устройств в полном объеме

—
не реже 1 раза в 12 лет;

2) проверка в той части, где возможно изменение заземляющих устройств в результате проведенных работ,

—
после монтажа, переустройства и капитального ремонта оборудования на электростанциях, подстанциях и линиях электропередачи;

3) измерение напряжения прикосновения в электроустановках, заземляющих устройств которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения,

—
после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющих устройств и изменения токов короткого замыкания, но не реже 1 раза в 6 лет (измерения выполняются при присоединенных естественных заземлителях и тросах воздушных линий);

4) проверка состояния устройств молниезащиты

—
один раз в год перед началом грозового сезона;

5) проверка пробивных предохранителей и цепи фаза-нуль

—
не реже 1 раза в 6 лет.

9. При возникновении на территории объекта короткого замыкания или связанных с ним аварийных ситуаций проводится обследование заземляющих устройств в зоне аварии и на прилегающих к ней участках заземляющих устройств.

10. Проводится проверка состояния заземляющих устройств после реконструкции, в особенности при установке на объекте электронных и микропроцессорных устройств.

11. Для измерения сопротивления заземляющих устройств и определения напряжения прикосновения используются ряд приборов, различающихся областью применения, диапазонами измеряемых значений, схемами, помехоустойчивостью, частотой измерительного тока.

12. Краткие характеристики приборов, сведения о средствах измерений и контроля, разработанных в последние годы используются согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 2. Методы проверки состояния заземляющих устройств

13. При вводе и в процессе эксплуатации контроль состояния заземляющих устройств осуществляется путем проверки выполнения элементов заземляющих устройств, соединения заземлителей с заземляемыми элементами и естественных заземлителей с заземляющими устройствами, коррозионного состояния элементов заземляющих устройств, находящихся в земле, напряжения на заземляющих устройствах электроустановок при стекании с него тока замыкания на землю, состояния пробивных предохранителей, цепи фаза-ноль в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали и измерения сопротивления заземляющих устройств электроустановок, заземлителей опор воздушных линий и напряжения прикосновения.

14. Визуальная проверка проводится с целью контроля качества монтажа и соответствия сечения заземляющих проводников требованиям проекта, согласно Правил устройства электроустановок.

15. Измерение сечения проводников производится штангенциркулем. Измеренное сечение сравнивается с расчетным. Сечение заземляющих проводников $S_{зп}$ квадратных миллиметра (далее - мм²) определяется по формуле:

$$S_{зп} \geq I_3 \sqrt{\frac{(\tau + 0,1)}{60}} \quad (1)$$

где I_3

ток замыкания на землю (ток, стекающий в землю через место замыкания), ампер (далее

А) (для открытого распределительного устройства (далее

ОРУ) подстанций 6-35 кВ

ток двойного замыкания на землю

$I_3^{(1,1)}$

, для ОРУ подстанций 110-1150 кВ

ток однофазного КЗ

$I_3^{(1)}$

);

τ

время отключения замыкания на землю, секунда (далее

с) (время действия основной защиты и время работы выключателя).

16. Внимание уделяется заземляющим проводникам от нейтралей трансформаторов, короткозамыкателей, шунтирующих и дугогасящих реакторов. Сечение определяется по максимальному значению для данной подстанции.

17. Уменьшение сечения из-за коррозии происходит в первую очередь непосредственно под поверхностью грунта, поэтому при контроле заземляющих устройств, в процессе эксплуатации делается выборочная проверка заземляющих проводников со вскрытием грунта на глубину 20 сантиметров (далее

см).

18. Коррозионные повреждения проводников на большей глубине, а также в сварных соединениях выявляются при измерениях напряжений прикосновения и проверке металлосвязей.

19. Если к заземляющим устройствам подстанции подсоединяется грозозащитный трос воздушной линии, то ток через трос равняется:

1) 0,2

$$I_3^{(1)}$$

для стальных тросов;

2) 0,7

$$I_3^{(1)}$$

для сталеалюминевых (здесь

$$I_3^{(1)}$$

ток однофазного короткого замыкания на проверяемой воздушной линии вблизи подстанции, который можно принять равным току короткого замыкания на соответствующем ОРУ).

20. Допустимые токи $I_{\text{доп}}$ (кА) для различных марок грозозащитных тросов при времени отключения короткого замыкания, равном 1 секунде, приведены в таблице 1 согласно приложению 5 к настоящим Методическим указаниям.

21. При ином времени

Т

допустимый ток $I_{\text{доп}}$

Т

определяется по формуле:

$$I_{\text{доп } \tau} = \frac{1,05 I_{\text{доп}}}{\sqrt{(\tau + 0,1)}}$$

(2)

где $I_{\text{доп}}$

допустимый ток $I_{\text{доп}}$ для различных марок грозозащитных тросов при времени отключения короткого замыкания, равном 1 секунде, килоампер (далее - кА);

T

иное время отключения короткого замыкания, с.

22. При визуальном контроле заземляющих устройств, проводится проверка болтовых соединений. Болтовые соединения затягиваются, снабжаются контргайкой и пружинной шайбой.

23. При определении реальной схемы заземляющих устройств, составляется рабочий план размещения силового оборудования электроустановки. На план наносятся в масштабе:

1) вся территория электроустановки, включая здания и отдельно стоящее оборудование, подлежащее заземлению;

2) магистраль заземляющих устройств и точка присоединения к нему силового оборудования;

3) кабельные каналы, колодцы, трубопроводы;

4) ограждения;

5) автомобильные и пешеходные дороги.

Образец схемы-плана представлен на рисунке 1 согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

24. Определение трасс прокладки искусственного заземлителя в грунте осуществляется измерительным комплексом. Источник переменного тока (далее

ИПТ) 400 Герц (далее

Гц) подключается к двум разнесенным по территории точкам заземляющих устройств исследуемой электроустановки. Проводятся проверка работоспособности и калибровка измерительной аппаратуры в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

25. С помощью измерителя напряженности магнитного поля (далее - ИПМ) определяется фон излучения магнитного поля на территории электроустановки при отключенном ИПТ:

1) на уровне грунта;

2) в местах присоединения шин заземления к оборудованию;

3) над кабельными каналами, под кабельными лотками;

4) в местах прокладки трубопроводов и выхода силовых и информационных кабелей из зданий.

26. Фиксируется наибольшее значение фона излучения магнитного поля. В дальнейшем устанавливается такое значение тока ИПТ, чтобы уровень магнитного поля полезного сигнала превышал максимальное фоновое не менее чем в 10 раз.

27. Определяется трасса прокладки магистралей заземления без вскрытия грунта. Для этого ИПТ подключается к различным удаленным одна от другой точкам заземляющих устройств и с помощью ИПМ определяются и наносятся на план места прокладки и соединений поперечных и продольных заземлителей.

28. Определяются подземные и наземные (через броню и оболочки кабелей, нулевые провода, трубопроводы и металлоконструкции) связи оборудования с заземляющим устройством.

Один из выводов ИПТ подключается к заземляющему устройству, а второй последовательно присоединяется к заземляющим проводникам оборудования, подлежащего заземлению. Установленные связи наносятся на план.

Определяется глубина залегания горизонтальных заземлителей и подземных связей. Для этого с помощью датчика ИПМ у поверхности земли фиксируется значение напряженности H_1 . Датчик ИПМ поднимается над землей на высоту h_1 , при которой на индикаторе ИПМ показывается значение $0,5 H_1$. Глубина залегания шины заземлителя $I_3 = h_1$.

Пример определения реальной схемы заземляющего устройства представлен согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

29. Проверка контактных соединений и металлических связей оборудования с заземляющим устройством осуществляется:

- 1) в цепи заземления нейтралей трансформаторов;
- 2) в цепи заземления короткозамыкателей;
- 3) в цепи заземления шунтирующих и дугогасящих реакторов;
- 4) в местах соединения грозозащитных тросов с опорами и конструкциями открытых распределительных устройств;
- 5) в местах соединения заземляемого оборудования с заземляющим устройством.

30. Контактные соединения проверяются осмотром, простукиванием, а также измерением переходных сопротивлений мостами, микроомметрами и по методу амперметра-вольтметра.

31. Значение сопротивления контактов не нормируется, но практикой установлено, что качественное присоединение к заземлителю обеспечивается при переходном сопротивлении не более 0,05 Ом (далее

—
Ом).

32. Проверка металлосвязей оборудования с заземляющим устройством выполняется как на рабочих, так и на нерабочих местах. Если заземляющий проводник

не подсоединяется к заземляющему устройству (нет связи), измеренное значение напряжения во много раз отличается от значений, измеренных на соседних корпусах оборудования.

33. На подстанциях напряжением 220 кВ и выше дополнительно проверяется сопротивление металlosвязи между заземлителем открытых распределительных устройств и местом заземления нейтрали трансформатора. Это измерение в случае применения измерителя напряжения прикосновения производится по схеме, при которой выводы T_2 и Π_2 прибора соединяются с точкой заземления нейтрали трансформатора, а выводы T_1 и Π_1 соединяются с заземлителем открытых распределительных устройств.

Связь считается удовлетворительной, если сопротивление не превышает значения 0,2 Ом.

34. Заземляющие устройства энергообъектов подвергаются совместному воздействию грунтовой коррозии и токов короткого и двойного замыкания на землю. Воздействие больших токов ускоряет разрушение естественных и искусственных заземлителей.

На энергообъектах как правило разрушаются:

- 1) трубопроводы хозяйственного водоснабжения и аварийного пожаротушения;
- 2) заземляющие проводники в местах входа в грунт, непосредственно под поверхностью грунта;
- 3) сварные соединения в грунте;
- 4) горизонтальные заземлители;
- 5) нижние концы вертикальных электродов.

Разрушения бывают локальные, местные, общие.

35. Локальные коррозионные повреждения заземляющих проводников выявляются при осмотрах (в основном со вскрытием грунта), а также при измерениях напряжения прикосновения и проверке металlosвязи.

36. Местная коррозия характеризуется появлением на поверхности проводника отдельных, иногда множественных, повреждений в форме язв или кратеров, глубина и поперечные размеры которых соизмеримы и колеблются в пределах от долей миллиметра до нескольких миллиметров.

37. Общая коррозия возникает в грунтах с большой коррозионной активностью.

38. Для сплошной поверхностной коррозии характерно равномерное по всей поверхности проводника проникновение в глубь металла с соответствующим уменьшением размеров поперечного сечения элемента. После механического удаления продуктов коррозии поверхность металла оказывается шероховатой, но без очевидных язв, точек коррозии или трещин.

39. Количественная оценка степени коррозионного износа производится выборочно по участкам контролируемого элемента заземляющего устройства (далее

ЗУ) путем измерения характерных размеров, зависящих от вида коррозии. Эти размеры определяются после удаления с поверхности элемента продуктов коррозии.

40. При сплошной поверхностной коррозии характерными размерами являются линейные размеры поперечного сечения проводника (диаметр, толщина, ширина), измеряемые штангенциркулем.

41. При местной язвенной коррозии измеряется глубина отдельных язв (например, с помощью штангенциркуля), а также площадь язв на контролируемом участке.

42. Элемент заземляющего устройства заменяется, если разрушено более 50 процентов (далее - %) его сечения.

43. Для выявления тенденции коррозии и прогнозирования срока службы заземлителей производятся измерения электрохимического окислительно-восстановительного потенциала, удельного сопротивления грунта и определение наличия блуждающих токов в земле.

Методика определения наличия блуждающих токов приведена согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

44. Измерение сопротивления заземляющих устройств подстанций. Измерение сопротивления производится без отсоединения грозозащитных тросов, оболочек отходящих кабелей и других естественных заземлителей. Измерения выполняются в периоды наибольшего высыхания грунта. При проведении измерений в условиях, отличающихся от указанных, применяют сезонный коэффициент K_c , согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям. Сопротивление $R_{ЗУ}$ определяется по формуле:

$$R_{ЗУ} = K_c$$

$$R_{ЗУ\text{изм}}, \quad (3)$$

где K_c

сезонный коэффициент;

$$R_{ЗУ\text{изм}}$$

сопротивление заземляющего устройства, полученное при измерениях, Ом.

45. Сопротивление заземляющих устройств измеряется по методу амперметра-вольтметра с помощью приборов, имеющих сертификат Республики

Казахстан, согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям. Принципиальная схема измерений сопротивления, приведена на рисунке 1 согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям.

46. Токовый и потенциальный электроды располагаются на одной линии по территории, свободной от линий электропередачи и подземных коммуникаций. Расстояния от подстанции до токового и потенциального электродов выбираются в зависимости от размеров заземляющего устройства и характерных особенностей территории вокруг подстанции.

47. Если заземлитель подстанции имеет небольшие размеры, а вокруг него имеется обширная площадь, свободная от линий электропередачи и подземных коммуникаций, то расстояния до электродов (токовых и потенциальных) выбираются по выражению:

$$r_{\text{ЭТ}} \geq 5Д; \quad (4)$$

$$r_{\text{ЭП}} = 0,5 r_{\text{ЭТ}}, \quad (5)$$

где Д — наибольший линейный размер заземляющего устройства, м, характерный для данного типа заземлителя (для заземлителя в виде многоугольника — диагональ заземляющего устройства для глубинного заземлителя — длина глубинного электрода, для лучевого заземлителя — длина луча).

48. Если заземлитель имеет большие размеры, но вокруг него нет обширной площади, свободной от линий электропередачи и подземных коммуникаций, токовый электрод размещают на расстоянии $r_{\text{ЭТ}}$

$\geq 3Д$. Потенциальный электрод размещается последовательно на расстоянии $r_{\text{ЭП}}$, равном $0,1 r_{\text{ЭТ}}; 0,2 r_{\text{ЭТ}}; 0,3 r_{\text{ЭТ}}; 0,4 r_{\text{ЭТ}}; 0,5 r_{\text{ЭТ}}; 0,6 r_{\text{ЭТ}}; 0,7 r_{\text{ЭТ}}; 0,8 r_{\text{ЭТ}}; 0,9 r_{\text{ЭТ}}$, и производится измерение значений сопротивления. Далее строится кривая зависимости значения сопротивления от расстояния $r_{\text{ЭП}}$. По зависимости измеренного сопротивления от расстояния потенциального электрода до токового, если кривая монотонно возрастает и имеет в средней части горизонтальный участок согласно рисунку 3 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям, за истинное значение сопротивления принимается значение при $r_{\text{ЭП}} = 0,5 r_{\text{ЭТ}}$. Если кривая немонотонная, что является

следствием влияния различных коммуникаций (подземных и надземных), измерения повторяются при расположении электродов в другом направлении от заземляющего устройства.

49. Если кривая сопротивления плавно возрастает, но не имеет горизонтального участка (разница сопротивлений, измеренных при $r_{\text{ЭП}} = 0,4 r_{\text{ЭТ}}$ и $r_{\text{ЭП}} = 0,6 r_{\text{ЭТ}}$, превышает более чем на 10% значение, измеренное при $r_{\text{ЭП}} = 0,5 r_{\text{ЭТ}}$) и отсутствует возможность перемещения токового электрода на большее расстояние, возможен следующий выход.

Проводятся две серии измерений при $r_{\text{ЭТ}} = 2Д$ и $r_{\text{ЭТ}} = 3Д$. Кривые наносятся на один график. Точка пересечения кривых принимается за истинное значение сопротивления заземлителя.

50. При производстве измерений в качестве вспомогательных электродов применяются стальные стержни или трубы диаметром до 50 миллиметра (далее

—
мм). Стержни очищаются от краски, а в месте присоединения соединительных проводников и от ржавчины. Стержни забиваются или ввинчиваются в грунт на глубину 1,0

—
1,5 метра. Токовый электрод выполняется из нескольких параллельно соединенных электродов, размещаемых по окружности, с расстоянием между ними 1,0

—
1,5 метра.

51. При выборе токового электрода выполняется проверка соответствия сопротивления токовой цепи техническим данным прибора, с помощью которого производятся измерения. Допустимое сопротивление токовой цепи (с электродом) у различных приборов имеет различные значения и зависит также от выбранного диапазона измерения сопротивления заземления. Для прибора Ф 4103, например, допустимое сопротивление токовой цепи в зависимости от выбранного диапазона измерений меняется от 1 до 6 кило Ом (далее

—
кОм).

52. Для проверки сопротивления токовой цепи в начале всех измерений объединяются выводы T_1 и Π_1 прибора, соединяются с токовым электродом и выполняются измерения сопротивления токовой цепи.

53. При эксплуатации электроустановок определяется сопротивление искусственного заземлителя или сопротивления связи оборудования по ЗУ. Такие измерения осуществляются с помощью, например, измерительного комплекса типа КДЗ-1, согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

54. Методика измерения сопротивления заземлителей опор воздушных линий без грозозащитного троса практически не отличается от измерения сопротивления заземлителей подстанции.

Заземляющие устройства с большими размерами в плане редко применяются на опорах воздушных линий, результаты получают при расположении электродов по двухлучевой схеме при расстоянии между электродами, удовлетворяющем соотношениям:

$$r_{\text{ЭП}} = r_{\text{ЭТ}} = 1,5Д; r_{\text{ТП}} = Д, \quad (6)$$

где $r_{\text{ТП}}$

— расстояние между токовым и потенциальным электродами, м;

$r_{\text{ЭП}}$

— расстояние до потенциального электрода, м;

$r_{\text{ЭТ}}$

— расстояние до токового электрода, м;

$Д$

— наибольший линейный размер заземляющего устройства, м.

Расстояние $r_{\text{ЭП}}$ измеряется от края заземляющего устройства и составляет не менее 30 м от тела опоры.

55. В случае невозможности или нецелесообразности отсоединения от тела опоры грозозащитного троса измерение сопротивления заземлителя опоры выполняется:

- 1) с помощью токоизмерительных клещей;
- 2) метод использования двух потенциальных и двух токовых электродов;
- 3) импульсным методом.

56. Метод измерения с помощью токоизмерительных клещей заключается в измерении суммарного тока, протекающего по всем заземляющим спускам, ногам или стойкам опоры, и потенциала заземляющего спуска относительно вспомогательного электрода, помещенного в зону нулевого потенциала. Сопротивление заземлителей определяется как отношение потенциала к суммарному току. На воздушных линиях 110 кВ токи, стекающие в землю по опорам, составляют от нескольких сот миллиампер до нескольких ампер.

57. Метод основан на использовании двух потенциальных (Π_1 и Π_2) и двух токовых электродов (сравнительный - СЭ и вспомогательный токовый - ВТ).

Взаимное расположение указанных электродов и контролируемого заземляющего устройства, показаны на рисунке 4 согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям.

58. В качестве измерительных приборов при реализации этого метода используются серийные измерители заземления, а также приборы из геофизических комплектов. Учитывая очень малые значения измеряемых величин, используются усилительные приставки.

59. Измерения производятся трижды с включением независимого источника тока и измерительных приборов согласно схемам рисунка 5 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям. При этом определяются последовательно три значения сопротивления R_1 , R_2 и R_3 , соответствующие схемам измерения на рисунке 5 а), б), в) согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям. Искомое сопротивление заземляющего устройства опоры $R_{3У}$ (при использовании прибора без усилительной приставки) определяется по формуле:

$$R_{3У} = R_1 \frac{R_2}{R_3} - R_2 \left(1,33 \frac{R_2}{R_3} - 1 \right) \quad (7)$$

где R_1 , R_2 и R_3

сопротивления, Ом, соответствующие схемам измерения на рисунке 5 а), б), в) согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям.

60. Импульсный метод измерения сопротивления заземлителей позволяет выполнять работы по проверке заземления не только отдельно стоящих опор воздушных линий и молниеотводов, но также опор с присоединенными грозозащитными тросами и молниеотводов, смонтированных на порталах ОРУ, согласно рисунку 6 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям. В качестве источника используется генератор апериодических импульсов, моделирующий по временным параметрам форму импульса тока молнии (например, прибор ИК-1).

В качестве токового электрода используется стальной стержень диаметром 16-18 мм и длиной 800-1000 мм, который забивается на глубину 0,5 м в грунт на расстоянии 50 м от объекта измерений. Подсоединение выносного токового электрода осуществляется через изолированные провода.

61. С помощью пик-вольтметра измеряется напряжение между потенциальным электродом и заземляющим устройством опоры воздушной линии при различных расстояниях между ними, согласно рисунку 6 приложения 8 к настоящим

Методическим указаниям. По результатам измерений строится потенциальная кривая $U(I)$, согласно рисунку 7 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям, по которой определяется установившееся значение напряжения ($U_{уст}$).

Импульсное сопротивление опоры (молниеотвода) определяется по формуле:

$$R_{3У_{имп}} = \frac{U_{уст}}{I_{изм}} \quad (8)$$

где: I

$I_{изм}$ — измеренное значение импульсного тока, А;

$U_{уст}$ — установившееся значение напряжения, В.

62. Реальное сопротивление заземлителя опоры уменьшается за счет образования зоны коронирования вокруг заземлителя при ударе молнии. Поэтому значение импульсного сопротивления $R_{3У_{имп}}$ умножается на коэффициент импульса $K_{и}$, определяемый по формуле:

$$K_{и} = \sqrt{\frac{(1500 \cdot \sqrt{S})}{((\rho + 320)(I_{м} + 45))}} \quad (9)$$

где: S

— площадь заземлителя, м²;

ρ — удельное сопротивление грунта, Ом

м;

$I_{м}$ — ток молниеотвода, кА.

63. Если удельное сопротивление грунта превышает 300 Ом м, измеряется сопротивление растеканию опор с помощью прибора типа КДЗ-1, определяя часть тока, идущего в землю.

64. При проведении измерений с прибором ИК-1 одновременно проводится работа по определению путей растекания токов молнии и измерению потенциалов на прилегающих участках электроустановки при имитации токов молнии. Собирается схема, согласно рисунку 6 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям, а пик-вольтметр присоединяется между выносным заземлителем и близлежащими заземленными частями электроустановки или энергообъекта. Измеренные значения потенциалов (U

$U_{\text{ИЗМ}}$) при токе от ИК-1 пересчитываются на ток молнии $I_{\text{М}}$:

$$U = K_{\text{И}} \frac{U_{\text{ИЗМ}} I_{\text{М}}}{I_{\text{ИЗМ}}} \quad (10)$$

где $K_{\text{И}}$ — коэффициент импульса;

$U_{\text{ИЗМ}}$ — измеренные значения потенциалов, В;

$I_{\text{М}}$ — ток молнии, А;

$I_{\text{ИЗМ}}$ — измеренный ток, А.

65. Напряжение прикосновения $U_{\text{пр}}$ определяется по выражению:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{з}} \frac{U_{\text{ИЗМ}}}{I_{\text{ИЗМ}}} \cdot \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{ОСН.МИН}}} \quad (11)$$

где: $I_{\text{з}}$ — значение тока замыкания на землю в месте измерения, А;

$\frac{U_{\text{ИЗМ}}}{I_{\text{ИЗМ}}}$

сопротивление, измеренное прибором, Ом;

$R_{\text{ч}}$

сопротивление тела человека (для установок свыше 1000 В с эффективно заземленной нейтралью $R_{\text{ч}} = 1$ кОм);

$R_{\text{ос мин}}$

минимальное из всех измеренных на объекте значений сопротивления основания, кОм.

66. Принципиальные схемы измерительных цепей при определении напряжения прикосновения представлены на рисунке 8 согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям (к рабочим относятся места, на которых при выполнении оперативных переключений возникает короткое замыкание и которые доступны для прикосновения производящему переключения персоналу).

67. В качестве измерительных приборов используются поверенные приборы, внесенные в Реестр государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан. Токовый электрод размещается таким образом, чтобы возможно точнее имитировать токовую цепь, возникающую при замыкании на землю.

68. При измерении напряжения прикосновения на территории ОРУ 110 кВ и выше, питание которого осуществляется от одной или нескольких воздушных линиях, токовый электрод переносится от края заземлителя не менее чем на 2Д.

69. Если подстанция располагается на территории промышленного предприятия, на застроенной территории, то для уменьшения наводки напряжения на токовую цепь рабочим током воздушной линии токовый электрод переносится не менее чем на 200 м от подстанции и примерно на 100 метров в сторону от питающих воздушных линий.

70. Если измерения выполняются на ОРУ 110 кВ, с шин которого осуществляется питание нагрузки, а питание шин в свою очередь осуществляется от автотрансформатора с высшим напряжением 220-1150 кВ, токовый электрод присоединяют к нейтрали питающего автотрансформатора.

71. Проводники токовой и потенциальной цепей подключаются к заземленному оборудованию отдельными струбцинами, при этом проводник токовой цепи присоединяется к заземляющему проводнику. Проводник потенциальной цепи подсоединен к этому же заземляющему проводнику или к любой точке металлоконструкции, то есть к месту возможного прикосновения.

72. При измерении на нерабочем месте токовый вывод T_2 прибора присоединяется к заземляющей шинке корпуса ближайшего оборудования, по которой может протекать ток короткого замыкания.

73. Потенциальная цепь от вывода Π_1 прибора подсоединяется к пластине, имитирующей стопы ног человека, размером 25 см

25 см, которая располагается примерно в 1 м от оборудования. Основание под пластиной выровнено и увлажнено 250 миллилитрами воды. Пластина выполняется, чтобы при измерениях располагается человек, создающий необходимое давление, которое не менее 50 килограмм силы на сантиметр квадратный (далее - кгс/см²).

74. Напряжения прикосновения измеряется в контрольных точках, в которых эти значения определяются расчетом при проектировании. Измерения производятся на всех рабочих и нерабочих местах.

75. При измерениях на подстанциях 110 кВ и выше выводы П₁ и П₂ измерительного прибора шунтированы резистором 1 кОм, согласно рисунку 8 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям. В приборах ПИНП и ЭКО-200 этот резистор встроен.

76. Для определения сопротивления основания собирается схема, согласно рисунку 9 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям.

77. Определение сопротивления основания производится у каждой точки измерения. Сопротивление $R_{осн}$ измеряется мегомметром либо с помощью прибора ОНП-1 (в этом случае к заземляющему проводнику присоединяются выводы П₁ и Т₁, а к основанию П₂, Т₂).

78. При измерении значений напряжений прикосновения $U_{пр}$

на частоте, отличной от промышленной (прибор КДЗ-1), производится пересчет измеренных значений на истинные значения. При этом значение напряжения прикосновения на частоте 50 Гц ($U_{пр50}$) определяется по формуле:

$$U_{пр50} = \frac{U_{пр\text{ изм}}}{K_{п}} \quad (12)$$

где $K_{п}$

коэффициент пересчета значений напряжения прикосновения с частоты 400 Гц на частоту 50 Гц;

$U_{пр}$

измеренное значение напряжения прикосновения на частоте, отличной от промышленной, В.

Значения коэффициента пересчета K_{Π} в зависимости от длины заземляющего оборудования проводника L . используются согласно таблице 2 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

Полученные значения $U_{\text{пр}50}$ сопоставляются с нормами на напряжение прикосновения.

79. По измеренному значению сопротивления заземляющего устройства ($R_{3у}$) рассчитывается напряжение на заземляющем устройстве ($U_{3у}$) при стекании с него тока замыкания на землю. Расчет ведется по формуле:

$$U_{3у} = K_c R_{3у} I_3, \quad (13)$$

где I_3

— ток однофазного замыкания на землю для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сети с эффективно заземленной нейтралью;

K_c

— сезонный коэффициент;

$R_{3у}$

— измеренное значение сопротивления заземляющего устройства, Ом.

80. Проверка состояния пробивных предохранителей заключается в проверке целостности фарфора, резьбовых соединений и крепления, качества заземления. Разрядные поверхности электродов чистые и гладкие, без заусенцев и нагаров. Слюдяная пластинка целая и имеет толщину в пределах 0,08 плюс минус 0,02 мм при исполнении на 220 - 380 В и 0,21 плюс минус 0,03 мм при исполнении на 500 - 660 В.

У собранного предохранителя измеряется сопротивление изоляции мегомметром до 250 В, которое должно быть не менее 5 МОм.

Перед установкой предохранителя измеряется его пробивное напряжение. Основные значения пробивных напряжений предохранителей типа ПП-А/3 приведены в таблице 3 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

81. Для ограничения после пробоя сопровождающего тока в цепь предохранителя включается токоограничивающее сопротивление 5
—
10 кОм.

82. Если пробивное напряжение соответствует норме, то напряжение снижается и снова повышается до $0,75 U_{\text{проб}}$. Если при этом не наступает пробой, то испытательная установка отключается и повторно измеряется сопротивление изоляции. При существенном снижении сопротивления изоляции (более 30%) разбирается

предохранитель, зачищаются подгоревшие разрядные поверхности и повторяются испытания, увеличивая балластное сопротивление.

83. Проверка цепи фаза-нуль в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали выполняется одним из следующих способов:

1) непосредственным измерением тока однофазного замыкания на корпус или нулевой провод;

2) измерением полного сопротивления проводов петли фаза-нуль с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

84. Полное сопротивление петли фаза-нуль $Z_{\text{пет}}$ определяется по формуле:

$$Z_{\text{пет}} = Z_{\text{п}} + Z_{\text{т}}, \quad (14)$$

где: $Z_{\text{п}}$

—
полное сопротивление проводов, Ом;

$Z_{\text{т}}$

—
полное сопротивление трансформатора при однофазном замыкании, Ом.

85. Кратность тока однофазного замыкания на землю по отношению к номинальному току плавкой вставки или расцепителя автоматического выключателя определяется не менее значения, согласно Правилам устройства электроустановок.

86. В эксплуатации проверка проводится только на воздушных линиях с периодичностью не реже 1 раза в 6 лет.

87. Проверка цепи фаза-нуль осуществляется при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение сопротивления цепи.

Глава 3. Определение уровня помех от внешних электромагнитных возмущений

88. При проведении работ по диагностике заземляющих устройств электроустановок, в системах управления, контроля и сигнализации которых используются электронные и микропроцессорные устройства, учитывается, что современная электронная аппаратура чувствительна к электромагнитным помехам.

89. Определение уровня помех производится после полного обследования заземляющего устройства и составления подробной исполнительной схемы со всеми имеющимися связями.

90. Для проведения работ по проверке уровня помех используется оборудование: КДЗ-1 (комплекс диагностики заземлений), ИК-1 (измерительный комплекс), ГВЧИ (генератор высокочастотных импульсов), осциллограф, токоизмерительные клещи.

С помощью перечисленных приборов имитируются следующие воздействия на заземляющем устройстве:

1) короткое замыкание;

2) коммутация силового оборудования;

3) разряды тока молнии.

91. При имитации разряда тока молнии выходные выводы ИК-1 присоединяются между токоотводом молниеприемника и токовым электродом, расположенным на расстоянии не менее 50 метров от молниеотвода. Устанавливаются выходной ток ИК-1 ($I_{ист}$) и потенциалы (U_M) на заземляющем устройстве и уровень помех на входных выводах устройств. Значение потенциала определяется по формуле:

$$U_M = K_{\Pi} U_{изм}, \quad (15)$$

где

$$K_{\Pi} = \frac{30}{I_{изм}}$$

;

I

$I_{изм}$

измеренный ток, кА;

U

$U_{изм}$

измеренные значения потенциалов, В.

92. При имитации короткого замыкания выходные клеммы выводы ИПТ (прибор КДЗ-1) подключаются к заземляющему проводнику силового оборудования и выносному токовому электроду, расположенному за пределами заземляющего устройства. Устанавливается выходной ток источника и измеряются токи в кабелях, потенциалы на заземляющем устройстве и уровень помех на входных выводах устройств. Реальные значения измеренных величин пересчитываются на реальный ток короткого замыкания.

93. Для имитации высокочастотных возмущений в заземляющем устройстве, создаваемых коммутацией силового оборудования и токами короткого замыкания, применяется прибор ГВЧИ, подключаемый к заземляющему проводнику силового оборудования и выносному токовому электроду, расположенному на расстоянии не менее 50 м от точки подключения к силовому оборудованию. Устанавливаются выходной ток ГВЧИ и потенциалы $U_{ВЧ}$ на заземляющие устройства и уровень помех на входных выводах устройств.

94. Результаты измерений пересчитываются в соответствии с реальными воздействиями по формуле:

$$U_{ВЧ} = K_{\Pi} U_{изм}, \quad (16)$$

где: K_{Π}

—

коэффициент пересчета, равный $I_{\text{реал}}/I_{\text{изм}}$;

$I_{\text{реал}}$
—

реальный ток с оборудования в контур заземления при коммутациях или КЗ, А;

$I_{\text{изм}}$
—

значение тока, полученное при проведении измерений в данной точке подключения ГВЧИ, А.

Значения тока $I_{\text{реал}}$ для различных случаев согласно таблице 4 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям.

Полученные значения воздействующих на устройства уровней помех сравниваются с допустимыми уровнями по условиям испытания устройств на помехозащищенность и прочность изоляции.

Глава 4. Меры безопасности при контроле заземляющих устройств

95. Работы по измерениям характеристик заземляющих устройств производятся в соответствии Правилами техники безопасности.

Работы по измерениям электрических характеристик выполняют по нарядам.

96. При измерениях на действующих энергообъектах с использованием вынесенных токовых и потенциальных электродов принимаются меры к защите от воздействия полного напряжения на заземлителе при стекании с него тока однофазного короткого замыкания на землю.

97. Персоналом, производящим измерения, используются при работе в диэлектрические боты, диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными ручками.

98. При сборке измерительных схем сначала присоединяется провод к вспомогательному электроду (токовому, потенциальному) и лишь затем к соответствующему измерительному прибору.

Глава 5. Документация на заземляющее устройство электроустановки

99. На каждое заземляющее устройство составляются паспорт и протокол проверки состояния заземляющего устройства, согласно приложению 6 и 7 к настоящим Методическим указаниям.

100. В паспорте отражается:

- 1) дата ввода заземляющего устройства в эксплуатацию (дата реконструкции или ремонта заземляющего устройства);
- 2) основные параметры заземлителя (материал, профиль, сечение проводников);
- 3) данные по сопротивлению заземляющего устройства;

4) исполнительная схема заземляющего устройства, выполненная в масштабе, с указанием магистралей искусственного заземлителя, заземляемого оборудования, мест присоединения заземляющих проводников к заземляющему устройству (на исполнительной схеме должны быть показаны все подземные и наземные связи заземляющего устройства);

5) удельное сопротивление грунта;

6) данные по напряжению прикосновения;

7) данные по сопротивлению связи оборудования с заземляющим устройством;

8) степень коррозии искусственных заземлителей;

9) сведения по электромагнитной совместимости;

10) ведомость дефектов, обнаруженных в ходе текущих проверок;

11) сведения по устранению замечаний и дефектов заземляющем устройстве;

12) заключение о пригодности заземляющего устройства к эксплуатации.

101. При вводе вновь сооружаемых объектов, реконструкции или текущей проверке заземляющего устройства проводится комплекс измерений и расчетов, на основании которых определяется состояние заземляющего устройства и его соответствие требованиям нормативных документов.

Глава 6. Рекомендации по ремонту и усилению заземляющего устройства

102. При отклонении параметров заземляющего устройства от нормы или при обнаружении повреждений ремонт и усиление заземляющего устройства выполняется силами предприятия.

103. Если сопротивление заземляющего устройства выше нормы:

1) подключаются к заземляющему устройству подстанции все грозозащитные тросы, предварительно проверяется на термическую устойчивость к токам короткого замыкания;

2) подключаются к заземляющему устройству рельсовые пути, соединив их с нейтральными трансформаторов и свариваются все стыки, за исключением изолирующих стыков устройств сигнализации централизации блокировки (на подходе к подстанции);

3) соединяются заземляющее устройство с водоводами, особенно в тех местах, где трасса водовода пересекается горизонтальными заземлителями; места приварки соединительных электродов к водоводу тщательно изолируются от грунта;

4) подсоединяются к заземляющему устройству артезианские скважины, находящиеся на территории подстанции и вблизи нее, принимаются меры к снижению напряжений прикосновения;

5) прокладываются за территорией подстанции лучевые заземлители, вдоль линий электропередачи, соединяются с заземляющим устройством и заземлителями (фундаментами) опор воздушных линий. Число лучей не более четырех - по одному с каждой стороны подстанции. Суммарная длина лучей l определяется из выражения:

$$l = R_{\text{изм}} \sqrt[5]{\frac{S}{R_{\text{норм}}}} \quad (17)$$

где: $R_{\text{из}}$

— измеренное сопротивление заземления, Ом;

S

— площадь, занимаемая заземляющим устройством, м²;

$R_{\text{норм}}$

— нормативное сопротивление, Ом.

104. Если напряжение прикосновения на заземляющем устройстве выше нормы:

1) при превышении измеренного значения над средним по подстанции производится откопка заземляющего проводника, отыскивается место разрыва (в том числе плохой контакт в сварном соединении) и соединяются сваркой;

2) производится подсыпка щебня, гальки толщиной 10 - 20 см на площади, за пределы которой человек не выходит при производстве оперативного переключения на данном присоединении;

3) укладывается на глубину 0,1 м сетчатый заземлитель из круглой стали диаметром не менее 6 мм, соединив его с заземляющим проводником. Ячейка сетки 0,5 мм

^x
0,5 мм;

4) на бетонные плиты, находящиеся постоянно во влажном состоянии, стелются резиновые коврики.

105. Если обнаружены коррозионные повреждения:

1) при малом сечении заземляющих проводников производится их замена на круглые большего сечения, выбранные по термической устойчивости и увеличенные (по диаметру не менее чем на 2 мм) по условиям коррозии;

2) при заметной коррозии изолируются места входа в грунт заземляющих проводников с помощью полихлорвиниловой ленты (далее - ПХВ

— ленты) на 20 см выше и ниже поверхности грунта;

3) при обнаружении коррозии сварных соединений очищаются от коррозии и изолируют ПХВ - лентой сварные соединения;

4) при повреждениях водовода заменяется труба и к местам, соответствующим выявленным повреждениям, приваривается проводник из круглой стали диаметром не

менее 12 мм, прокладывается по кратчайшему пути к ближайшему горизонтальному заземлителю.

106. При обнаружении слабых металlosвязей:

1) при отсутствии восстанавливаются, используя круглые проводники соответствующего сечения;

2) прокладываются связи между ОРУ и местом заземления нейтралей трансформаторов сталью круглого сечения диаметром не менее 12 мм, максимально используются пути перекачки трансформаторов;

3) используются для усиления связи грозозащитный трос воздушной линии от трансформаторов к ОРУ, проверяется на термическую устойчивость;

4) прокладываются дополнительные проводники (не менее двух) из круглой стали диаметром не менее 12 мм между заземляющими устройствами различных ОРУ таким образом, чтобы шунтировать ОРУ с обеих сторон.

107. При прочих ненормальностях, в том числе в работе релейной защиты, автоматики, связи, при коротких замыканиях на подстанции по невыясненным причинам, обращаются в специализированные организации.

108. При реконструкции заземляющего устройства используется численный анализ согласно приложению 5 к настоящим Методическим указаниям.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по контролю состояния заземляющих
устройств электроустановок

Измерительная аппаратура для контроля электрических

параметров заземляющих устройств

Аппаратура содержит генерирующий (токовый) и измерительный (потенциальный) блоки. С помощью генерирующего блока и присоединяемых к нему токовых проводов имитируются токовые цепи, возникающие при замыканиях на землю в электрической сети. Измерительный блок с присоединенными к нему потенциальными проводами регистрирует при этом возникающие напряжения.

Как правило, выводы генерирующего блока обозначены T_1 и T_2 , а измерительного блока

—
 P_1 и P_2 .

В настоящее время для измерения используются приборы, характеристики которых приведены ниже.:

Таблица 1.

Измеритель сопротивления заземлителя Ф 4103

Технические характеристики	
Диапазон измеряемых сопротивлений	0,03...15000 Ом
Сопротивление токовой цепи (с электродом) на диапазонах, Ом:	
0...0,3	1000 Ом
0...1,0	1000 Ом
0...3,0	3000 Ом
0...10	3000 Ом
на всех последующих	6000 Ом
Сопротивление потенциальной цепи (с электродом) на диапазонах, Ом:	
0...0,3	2000 Ом
0...1,0	2000 Ом
0...3,0	6000 Ом
0...10	6000 Ом
на всех последующих	12000 Ом
Погрешность, вызываемая влиянием токовой цепи на потенциальную	Отсутствует
Устойчивость к помехам:	
промышленной частоты и ее гармоник	5 В
скачкам постоянного тока	2 В
Исполнение генерирующего и измерительного блока	В одном корпусе
Питание блока:	
Генерирующего	Элемент типа 373 - 9 шт.
Измерительного	От внешнего источника постоянного тока 12 В
Масса	3 кг

Измеритель Ф 4103 - наиболее точный специализированный прибор для измерения сопротивления заземляющего устройства. Он позволяет также определять напряжения прикосновения в электроустановках 6-35 кВ.

Таблица 2.

Измеритель напряжения прикосновения ПИНП. Имеет увеличенный (по сравнению с Ф 4103) измерительный ток

Технические характеристики	
Диапазон измеряемых сопротивлений	0,001...10 Ом
Сопротивление токовой цепи (с электродом)	До 200 Ом
Сопротивление потенциальной цепи (с электродом)	До 10000 Ом (при измерениях напряжения прикосновения не регламентируется)
Погрешность, вызываемая влиянием токовой цепи на потенциальную	Отсутствует
Устойчивость к помехам частотой, Гц	
50	0,2 В
150	0,1 В

0,1...10 мГц	0,3 В
скачкам постоянного тока	0,2 В
Исполнение генерирующего и измерительного блоков	В одном корпусе
Питание	От сети 220 В 50 Гц
Масса	3,5 кг

Измеритель ПИНП - наиболее точный специализированный прибор для определения напряжений прикосновения в электроустановках напряжением свыше 1000 В. Имеет увеличенный (по сравнению с Ф 4103) измерительный ток.

Таблица 3.

Измеритель цепи фаза-нуль ЭКО 200

Технические характеристики	
Диапазон измеряемых сопротивлений	0,001...6,25 Ом
Сопротивление токовой цепи (с электродом)	Менее 5,5 Ом
Сопротивление потенциальной цепи (с электродом) на диапазонах, В:	
0...0,5	Менее 600 Ом
0...2,5	3000 Ом
0...5	6000 Ом
на всех последующих	12000 Ом
Погрешность, вызываемая влиянием токовой цепи на потенциальную	В приборе не устраняются
Устойчивость к помехам промышленной частоты и ее гармоникам	От помех не защищен
Исполнение генерирующего и измерительного блоков	Раздельное
Питание блока:	
генерирующего	От сети 220 В 50 Гц *
измерительного	10 элементов типа А 316
Масса блока:	
генерирующего	5 кг
измерительного	2 кг

* При использовании трансформатора собственных нужд измеряемой подстанции питание токовой цепи в общем случае следует осуществлять через разделительный однофазный трансформатор 220/220 В мощностью 10-100 кВ

А.

Точные результаты с помощью прибора ЭКО 200 можно получить лишь при малых сопротивлениях токовой цепи (единицы Ом) и отсутствии промышленных помех.

Большие погрешности в измерениях могут вносить стальные проводники в токовых цепях (полосы ЗУ).

Недостатком измерителя ЭКО 200 является также невозможность одновременного определения тока и напряжения. Эти величины определяются поочередно одним прибором, входящим в измерительный блок комплекта.

Таблица 4.

Геофизическая аппаратура АНЧ-3

Технические характеристики	
Диапазон измеряемых сопротивлений	0,0001...1,0 Ом
Сопротивление токовой цепи (с электродом)	До 2000 Ом
Сопротивление потенциальной цепи (с электродом)	До 5000 Ом
Погрешность, вызываемая влиянием токовой цепи на потенциальную	Мала из-за низкой рабочей частоты
Устойчивость к помехам промышленной частоты	Подавление 80 дБ
Исполнение генерирующего и измерительного блоков	Раздельное
Питание блока:	От встроенных аккумуляторов:
генерирующего	31 В
измерительного	15 В
Масса блока:	
генерирующего	6,5 кг
измерительного	5,5 кг

Достоинством аппаратуры АНЧ-3 является ее комплектная поставка с измерительными проводами (6 катушек) и электродами.

В комплект поставки входят 3 измерительных блока и помимо указанного в таблице генерирующего блока еще стационарный генератор с бензоэлектрическим агрегатом 115 В, 400 Гц, позволяющий создать при соответствующих сопротивлениях токи в токовой цепи от 0,1 до 0,2 А, что повышает помехоустойчивость. Мощность стационарного генератора 500 В

А.

Недостатками аппаратуры АНЧ-3 являются занижение измеренных значений, особенно при протяженных стальных заземлителях, и невозможность определения сопротивления со значением выше 1 Ом.

Таблица 5.

Прибор для определения напряжения прикосновения (шага) косвенным методом ОНП-1

Технические характеристики	
Диапазон измерения сопротивления (шаг квантования, Ом):	

диапазон 1	0,001...2,0 (0,001) Ом
диапазон 2	1...2000 (1,0) Ом
Частота измерительного тока	12,5 Гц
Выходное напряжение	Не более 15 В
Класс точности	2,5
Регистрация	Цифровая
Режим измерения	Автоматический
Время установления рабочего режима	30 с
Время установления показаний	10 с
Погрешность, вызываемая влиянием токовой цепи на потенциальную	Мала из-за низкой рабочей частоты
Устойчивость к помехам промышленной частоты	Подавление 60 дБ
Напряжение питания:	
автономное, от встроенного аккумуляторного блока	9 ± 1 В
сетевое (от блока питания)	220 ± 22 В
Потребляемая мощность	Не более 1,2 Вт
Габаритные размеры	254x180x90 (110) мм
Масса со встроенным источником питания	2 кг

Конструктивно ОНП-1 выполнен в виде переносного блока. В комплект поставки входит блок сетевого питания и подзарядки аккумуляторов.

Преимущества перед аналогами:

- 1) высокая помехозащищенность;
- 2) цифровой отсчет результата;
- 3) автономное питание;
- 4) низкие массогабаритные показатели;

5) не требуется режим калибровки и подстройки прибора перед каждым измерением во время обследования;

6) снимаются ограничения, связанные с сопротивлением цепи токового электрода (до $R_{ТЭ} = 3000$ у ОНП-1 и $R_{ТЭ} < 250$ у прибора ПИНП, аналога ОНП-1).

Таблица 6.

Измерительный комплекс для диагностики качества контуров заземления КДЗ-1

Технические характеристики	
Напряжение питания	220 В; 50 Гц; = 27 В
Потребляемая мощность	Не более 300 Вт
Выходное напряжение	12В; 400Гц (дополнительно 200 Гц)
Выходной ток	(0-10)А; 400Гц (дополнительно 200 Гц)

Предназначен для проведения диагностики заземляющих устройств электроустановок. В состав комплекса входят ИПТ и ИПМ. Источник переменного синусоидального тока (ИПТ).

Предназначен для прогрузки систем заземления и зануления переменным током с частотой 200 и 400 Гц с целью диагностики заземляющего устройства.

Таблица 7.

Измеритель напряженности магнитного поля малогабаритный ИПМ-203М с антенной-преобразователем Н05

Технические характеристики	
Рабочий диапазон частот	400; 200; 50 Гц
Пределы измерения напряженности магнитного поля	1 мА/м...2000 А/м
Рабочие условия эксплуатации:	
температура окружающей среды	От -10 до +40 ° С
рабочие частоты селективного вольтметра	400; 200; 50 Гц
Пределы измерения переменного напряжения	0,01 мВ...200 В

Предназначен для измерения напряженности переменного магнитного поля и переменного напряжения частотой 50; 200 и 400 Гц.

8. Измерительный комплекс для определения импульсного сопротивления контуров заземления ИК-1 (НПФ ЭЛНАП, МЭИ).

Предназначен для измерения импульсного сопротивления молниеотводов и опор ВЛ. В состав комплекса входят источник аperiodических импульсов ГАИ и пик-вольтметр ВИ.

Таблица 9.

Генератор аperiodических импульсов ГАИ

Технические характеристики	
Длительность фронта, мкс	8 ± 1,6
Длительность импульса, мкс	20 ± 4
Максимальная амплитуда выходного напряжения, В	250; 125; 61; 25
Частота следования импульсов, Гц	2 ± 1

Представляет собой импульсный источник, предназначенный для имитации импульсов тока молнии с заданными параметрами.

Таблица 10.

Вольтметр импульсный в составе ИК-1

Технические характеристики	
Диапазоны измеряемых напряжений	1...5; 5...50; 50...550 В
Полярность измеряемых величин	Положительная

Представляет собой пик-индикатор, предназначенный для измерения максимального значения напряжения в цепях заземления при воздействии апериодических импульсов тока.

Таблица 11.

Генератор высокочастотных импульсов ГВЧИ

Технические характеристики	
Частота	0,5; 1; 2 МГц
Форма сигнала	Затухающая синусоида
Диапазон изменения максимального напряжения	100...1500 В
Частота следования импульсов	3 Гц

Представляет собой импульсный источник, предназначенный для имитации высокочастотных импульсов напряжения с заданными параметрами.

12. Вольтметр импульсный в составе ГВЧИ.

Представляет собой пик-индикатор, предназначенный для измерения максимального значения напряжения в цепях заземления при воздействии высокочастотных колебаний.

Технические характеристики:

Диапазоны измеряемых напряжений 0,5...5; 5...50; 50...250 В

Области применения различных приборов приведены в таблице 12.

Таблица 12.

Приборы для измерения электрических параметров заземляющих устройств

Характеристика объекта	Измеряемый параметр			Проверка наличия металlosвязи
	Сопrotивление заземлителя	Напряжение прикосновения		
		на территории электро-установки	вне территории электро-установки	
Подстанция 6-10/0,4 кВ, расположенная в городе или на	МС-08	ПИНП	АНЧ-3	ПИНП
	М-416	АНЧ-3	ЭКЗ-01	АНЧ-3
	Ф 4103	ЭКЗ-01	КДЗ-1	ЭКЗ-01
	ЭКЗ-01	КДЗ-1		ЭКО-200

территории промышленного предприятия	КДЗ-1	ОНП-1		КДЗ-1
	ОНП-1			ОНП-1
Подстанция 6-10/0,4 кВ, отдельно стоящая, питающаяся от ВЛ 6 -10 кВ	МС-08	Ф 4103	АНЧ-3	ПИНП
	М-416	ПИНП	ЭКЗ-01	АНЧ-3
	Ф 4103	АНЧ-3	КДЗ-1	ЭКЗ-01
	ЭКЗ-01	ЭКЗ-01		ЭКО-200
	КДЗ-1	КДЗ-1		КДЗ-1
	ОНП-1	ОНП-1		ОНП-1
Подстанция 35/6-10 кВ глубокого ввода в кабельные сети	МС-08	ПИНП	АНЧ-3	ПИНП
	М-416	АНЧ-3	ЭКЗ-01	АНЧ-3
	Ф 4103	ЭКЗ-01	ЭКО-200	КДЗ-1
	ЭКЗ-01	ЭКО-200	КДЗ-1	ОНП-1
	КДЗ-1	КДЗ-1		
	ОНП-1	ОНП-1		
Подстанция 35/6-10 кВ, отдельно стоящая, питающаяся от ВЛ 35 кВ	МС-08	ПИНП	АНЧ-3	ПИНП
	М-416	АНЧ-3	ЭКЗ-01	АНЧ-3
	Ф 4103	КДЗ-1	КДЗ-1	ЭКЗ-01
	ЭКЗ-01	ОНП-1		ЭКО-200
	КДЗ-1			КДЗ-1
	ОНП-1			ОНП-1
Подстанция 110-220 кВ глубокого ввода, расположенная на застроенной территории	МС-08	ПИНП	АНЧ-3	ПИНП
	ПИНП	АНЧ-3	ЭКЗ-01	АНЧ-3
	Ф 4103	ЭКЗ-01	ЭКО-200	ЭКЗ-01
	АНЧ-3	ЭКО-200		ЭКО-200
	КДЗ-1	КДЗ-1	КДЗ-1	КДЗ-1
	ОНП-1	ОНП-1		ОНП-1
Подстанция 110 кВ с незаземленной нейтралью и 110-750 кВ с током в нейтрали (в рабочем режиме) до 1 А	МС-08			
	ПИНП	ПИНП		ПИНП
	Ф 4103	АНЧ-3	АНЧ-3	АНЧ-3
	ЭКЗ-01	ЭКЗ-01	ЭКЗ-01	ЭКЗ-01
	ЭКО-200	ЭКО-200	ЭКО-200	ЭКО-200
	АНЧ-3	КДЗ-1	КДЗ-1	КДЗ-1
КДЗ-1	ОНП-1		ОНП-1	
	ОНП-1			
Подстанция 110-750 кВ с током в нейтрали от 1 до 10 А	Ф 4103	ПИНП	АНЧ-3	ПИНП
	ПИНП	АНЧ-3	КДЗ-1	АНЧ-3
	АНЧ-3	КДЗ-1		ЭКЗ-01
	КДЗ-1	ОНП-1		ЭКО-200
	ОНП-1			КДЗ-1
				ОНП-1
Опоры ВЛ 6-1150 кВ при	МС-08			
	М-416			

отсутствии грозозащитного троса или его изолированной подвески	Ф 4103 АНЧ-3 КДЗ-1 ОНП-1	-	-	-
Опоры ВЛ 35-110 к В с присоединенным грозозащитным тросом и молниеотводы с прожекторным освещением	ИК-1	-	-	-

Приложение 2
к Методическим указаниям
по контролю состояния заземляющих
устройств электроустановок

Пример определения реальной схемы заземляющего устройства с помощью измерительного комплекса КДЗ-1

В качестве примера рассмотрена методика проведения диагностики ЗУ подстанции с помощью комплекса КДЗ-1.

1. Определяется часть территории подстанции, на которой будут производиться измерения

— пример представлен на рисунке 1. Магистралы заземления, представленные на рисунке .1, должны быть выявлены в ходе измерений.

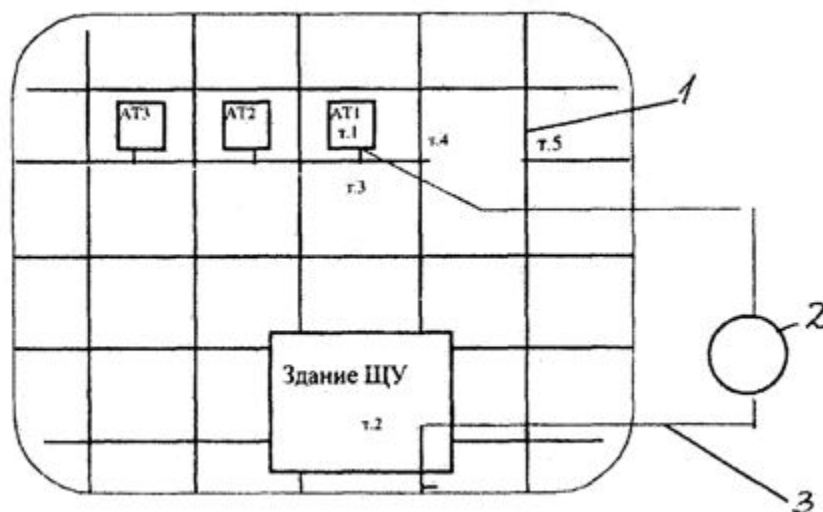


Рисунок 1. Схема прокладки магистралей заземляющих устройств:

—
магистраль заземления; 2

—
ИПТ; 3

—
соединительные провода

2. С помощью соединительных проводов ИПТ подключается к двум точкам заземляющего устройства, например к корпусу автотрансформатора АТ1 (точка 1) и магистрали заземления здания ЩУ (точка 2), как показано на рисунке 1.

3. Включается ИПТ, и регулятором устанавливается ток, обеспечивающий магнитное поле на измерительных проводах, напряженность которого превышает максимальное фоновое как минимум в 10 раз.

4. Магистраль искусственного заземлителя определяется следующим образом: начиная от точки 1 рисунка 1 находится направление на поверхности грунта с наибольшим значением напряженности магнитного поля, соответствующее реальному направлению прокладки заземлителя. На рисунке 1 первый участок искусственного заземлителя соответствует отрезку между точками 1 и 3, второй

—
отрезку между точками 3 и 4 и так до точки 2.

5. В местах ответвлений искусственного заземлителя повторяются измерения по пункту 4 настоящего приложения 2 и определяются остальные магистрали заземлителя, связывающие точки 1 и 2.

6. Постепенным переходом от одного узла заземляющего устройства к другому составляется трасса прокладки шин заземлителя в грунте на исследуемом участке распределительного устройства. Для перехода к следующему участку необходимо произвести переключение ИПТ к двум другим точкам заземляющего устройства.

7. Обрывы заземляющих устройств выявляются следующим образом.

Если магистраль заземления имеет обрыв, например, между точками 4 и 5 рисунка 1, то при перемещении от точки 4 к точке 5 показания ИПМ находятся на уровне фона, поскольку ток по отрезку между точками 4 и 5 не протекает.

8. Выборочно определяется глубина прокладки горизонтальных шин заземлителя (не менее чем через каждые 10 м последних).

9. На основании полного обследования территории распределительного устройства составляется истинная схема прокладки магистралей искусственного заземлителя с указанием возможных мест обрыва.

10. Определяются связи между технологическим оборудованием и заземляющим устройством. Например, обследуется связь АТ1 с заземляющим устройством на рисунке 1. Для этого источник ИПТ подключается между проводником, заземляющим корпус АТ1 (точка 1 рисунка 1), и другой точкой заземляющего устройства (точка 4 рисунка 1). Включается ИПТ и определяется напряженность Н

Σ

на соединительном проводе. С помощью ИПМ определяется доля суммарного магнитного поля Н

Σ

от токов, протекающих:

- 1) вниз, в искусственный заземлитель;
- 2) по оболочкам силовых и измерительных кабелей;
- 3) по трубам или каркасам порталов и других металлоконструкций.

Аналогично производятся измерения для всего оборудования электроустановки. Заполняется таблица 1 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям. Одновременно по мере необходимости заполняется таблица 2 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям, в которой указывается оборудование, не имеющее связи с заземляющим устройством.

11. На основе измерений пунктов 9 и 10 настоящего приложения 2 составляется схема заземляющего устройства, включающая в себя магистрали искусственного заземлителя, кабельные каналы, порталы и другие металлоконструкции, имеющие связи с заземляющим устройством.

12. Определяется сопротивление связи между электротехническим оборудованием по заземляющим устройствам

—
таблица 4.3 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям.

Приложение 3
к Методическим указаниям
по контролю состояния заземляющих
устройств электроустановок

Выбор сезонного коэффициента, измерение электрохимического потенциала и определение наличия блуждающих токов

1. Выбор сезонного коэффициента сопротивления заземлителя.

При определении сопротивления заземляющего устройства $R_{3У}$ расчете напряжения на заземляющем устройстве $U_{3У}$ используется сезонный коэффициент сопротивления заземлителя K_c .

Сезонный коэффициент сопротивления указывается в проекте подстанции. При наличии проектных данных значение сезонного коэффициента K_c принимается таким, каким он указан в проекте.

При отсутствии проектных данных сезонный коэффициент выбирается по таблице 1 настоящего приложения 3. Сезонный коэффициент сопротивления зависит от:

1) размеров заземляющего устройства, определяемых его площадью и длиной вертикальных электродов;

2) электрического строения грунта;

3) сезонного коэффициента удельного сопротивления грунта K

ρ

из таблицы 2 настоящего приложения 3;

4) географического района расположения подстанции.

5) значения сезонных коэффициентов сопротивления, отсутствующие в таблице 1 настоящего приложения 3, определяются путем интерполяции (вертикальные электроды длиной 30 и 50 метров относятся к глубинным заземлителям).

Таблица 1.

Сезонные коэффициенты сопротивления заземлителей K_c

Значение корня квратно го из площади п /ст \sqrt{S} , м	Электриче ское строение грунта	K_p , по таблице 2 настояще го приложен ия 3	K_c в географических районах					
			южнее 48-й параллели			между 48-й и 57-й параллелями		
			при длине вертикальных электродов, м					
			0-6	30	50	0-6	30	50
10	Грунтовые воды	3	1,4	1,3	1,0	1,5	1,5	1,1
		20	1,9	1,5	1,1	2,8	2,1	1,1
		50	2,0	1,6	1,1	4,0	2,2	1,1
	Однородн ый	3	1,1	1,1	1,0	1,4	1,1	1,0
		20	1,4	1,1	1,0	4,4	1,2	1,0
		50	1,8	1,1	1,0	9,5	1,3	1,0
	Подстила ющие породы, скальные	3	1,2	1,0	1,0	2,3	1,0	1,0
		20	2,9	1,1	1,0	13	1,1	1,0
		50	5,7	1,1	1,0	32	1,1	1,0
50	Грунтовые воды	3	1,2	1,1	1,0	1,2	1,2	1,0
		20	1,4	1,2	1,0	1,7	1,7	1,1
		50	1,5	1,3	1,1	2,3	2,0	1,1
	Однородн ый	3	1,1	1,1	1,0	1,3	1,2	1,0
		20	1,3	1,1	1,0	3,2	1,9	1,0
		50	1,6	1,2	1,0	6,8	2,2	1,0
	Подстила ющие породы, скальные	3	1,2	1,1	1,0	2,1	1,3	1,0
		20	2,5	1,5	1,1	11	1,6	1,0
		50	4,8	2,0	1,1	28	1,6	1,0
	Грунтовые	3	1,1	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2
		20	1,2	1,1	1,0	2,9	2,7	1,5

500	воды	50	1,5	1,2	1,0	5,8	4,7	1,6
	Однородный	3	1,1	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2
		20	1,2	1,1	1,0	2,9	2,7	1,5
		50	1,5	1,2	1,0	5,8	4,7	1,6
	Подстилающие породы, скальные	3	1,2	1,1	1,0	2,0	1,8	1,2
		20	2,2	1,4	1,0	11	5,4	1,3
		50	4,1	1,5	1,0	25	10	1,5

Таблица 2.

Сезонные коэффициенты удельного сопротивления грунта К

ρ

Тип грунта	К _ρ при влажности*		
	нормативной	ниже нормы	выше нормы
Глина	3	2	10
Супесь, суглинок	5	3	20
Песок	10	3	50

* Количество выпавших осадков за предшествующий измерениям период.

2. Измерение электрохимического окислительно-восстановительного потенциала

φ

заземляющего устройства и удельного сопротивления грунта

ρ

. Измерения производятся по схеме, изображенной на рисунке 1 настоящего приложения 3.

Рекомендуется выполнить по 10 - 12 измерений в различных точках каждого ОРУ. Для подстанций 6,10/0,4 кВ можно ограничиться 1 - 3 измерениями.

Для измерений потребуются:

- 1) пробный электрод из стали марки Ст.3 диаметром 10 мм и длиной 0,6 метра;
- 2) электрод сравнения, в качестве которого следует использовать хлорсеребряный типа ЭВЛ (1 метр) или медносульфатный типа ЭН-1;
- 3) милливольтметр (МВ) постоянного напряжения с большим входным сопротивлением, например Ф 4318.

Пробный электрод погружается на глубину 0,5 м в грунт таким образом, чтобы не образовалось случайного контакта с заземлителем. Электрод сравнения устанавливается в предварительно очищенный (от травы, щебня) и увлажненный грунт на расстоянии 0,5 - 1 метра от пробного электрода. Между ними измеряется разность потенциалов

φ

$\varphi_{с}$, составляющая обычно 200 - 500 мВ, причем пробный электрод более отрицателен. Затем измеряется разность потенциалов между заземлителем заземляющего устройства и электродом сравнения

φ

з

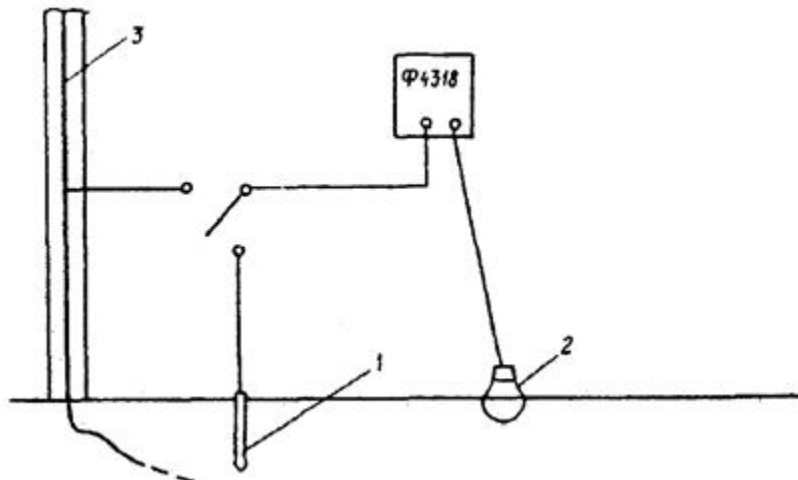


Рисунок 1. Схема измерения электрохимического окислительно-восстановительного потенциала:

1
—
пробный электрод длиной 0,5 м, диаметром 10 мм; 2
—
электрод сравнения; 3
—
заземлитель заземляющего устройства

Если

φ

з отличается от

φ

$\varphi_{с}$ более чем на 100 мВ, то это означает, что на процессы грунтовой коррозии наложены контактная коррозия и (или) электрокоррозия блуждающими токами. В этом случае для обследования коррозионного состояния следует пригласить специализированную организацию.

После измерения электрохимического потенциала производится оценочное определение удельного сопротивления грунта путем измерения сопротивления

пробного электрода $R_{пэ}$. Это измерение можно выполнить по схеме рисунка 9 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям, где вместо пластины подключен пробный электрод, или (при низком сопротивлении грунта) по схеме рисунка 10 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям приборами МС-08, М-416, Ф 4103 и ОНП-1, располагая токовый электрод на расстоянии 4 метра, а потенциальный 2,5 метра от измеряемого пробного электрода. Удельное сопротивление грунта ρ определяется по формуле:

$$\rho = 0,6 R_{пэ} \quad (18)$$

где $R_{пэ}$ —

сопротивление пробного электрода, Ом.

По измеренному электрохимическому потенциалу определяется номер коррозионной зоны Z_k :

$$Z_k = \frac{6,2 - 0,83 \ln \varphi_{п.с.}}{\rho} \quad (19)$$

где

φ

п.с.

— электрохимический потенциал, В;

ρ

— удельное сопротивление грунта, Ом

м.

Значения Z_k , равные 0; 1; 2, соответствуют большой опасности коррозии; значения Z_k , равные 3 и 4,

— средней степени опасности; равные 5

— слабой степени опасности. По кривым рисунка 2 настоящего приложения 3 зная срок с момента сооружения подстанции, можно сделать прогноз коррозионного уменьшения

сечения заземлителей и на основе этого выводы о состоянии заземлителя и сроках очередной проверки.

В тех местах, где по результатам измерений вычислена наибольшая глубина коррозии, рекомендуется (для $Z_k < 3$ необходимо) произвести вскрытие горизонтальных заземлителей. Если результаты вскрытия соответствуют прогнозируемому, то вносятся коррективы в сроки очередной проверки. Если осмотром и измерениями сечения обнаружено, что глубина коррозии выше прогнозируемой, следует обратиться к специализированной организации.

3. Определение наличия блуждающих токов в земле. Наличие блуждающих токов в земле определяется по результатам измерений разности потенциалов между проложенными в данном районе подземными металлическими сооружениями и землей.

При отсутствии подземных металлических сооружений наличие блуждающих токов следует определять, измеряя разность потенциалов по двум взаимно перпендикулярным направлениям при разnose измерительных электродов на 100 м (рисунок 3 настоящего приложения 3).

При проведении измерения используются медносульфатные электроды сравнения, которые подбираются так, чтобы разность электродвижущей силы двух электродов не превышала 2 мВ.

Возможны два варианта расположения измерительных электродов на местности: параллельно будущей трассе сооружения, а затем перпендикулярно к оси трассы и в соответствии со сторонами света. Второй вариант удобен в тех случаях, когда изучаются коррозионные условия целого района, а также при сложной трассе подземного сооружения.

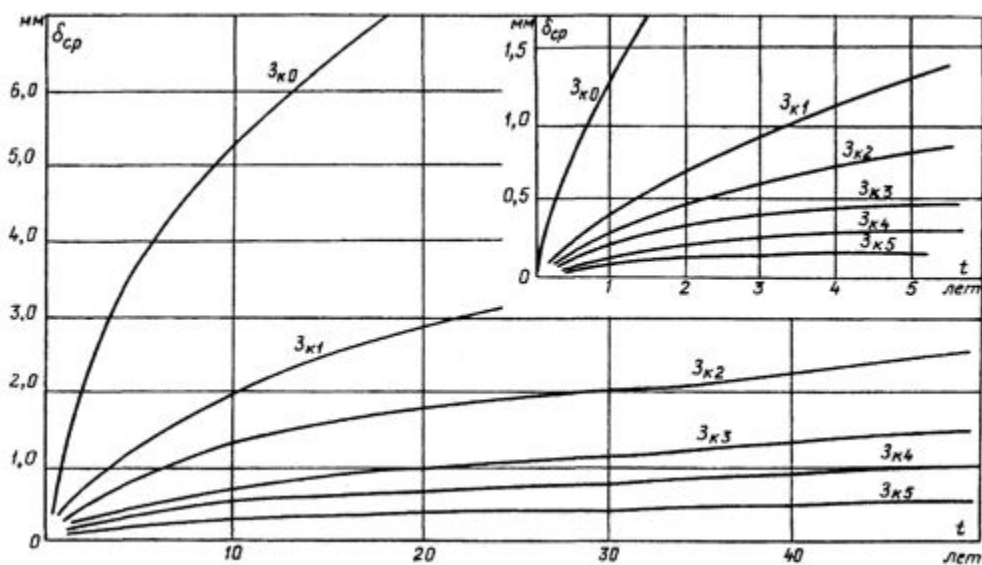


Рисунок 2. Рост средней глубины фунтовой коррозии стали

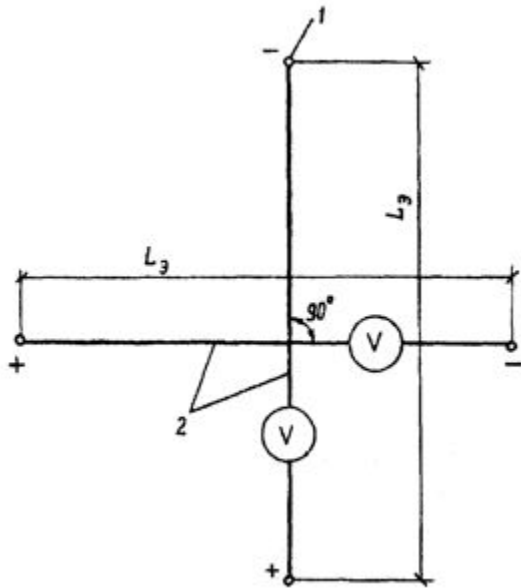


Рисунок 3. Схема измерений для обнаружения блуждающих токов в земле

1
—
медносульфатные электроды; 2
—
изолированные провода; L_3
—
расстояние между измерительными электродами

При проведении измерений необходимо особенно внимательно следить за подключением осциллографа. Если измерительные электроды расположены по предполагаемой трассе сооружения, то измерительный щуп осциллографа должен быть подключен к электроду, направленному в сторону начала трассы. Электроды, установленные перпендикулярно, следует соединять так, чтобы "нижний" электрод подключался к измерительному щупу осциллографа, а "верхний"

—
к экрану осциллографа. При расположении электродов по второму варианту к измерительному щупу осциллографа подключаются электроды, ориентированные на юг и запад, а к экрану

—
на север и восток.

Если измеряемая разность потенциалов устойчива, т.е. не изменяется по значению и знаку, значит в земле присутствуют токи почвенного происхождения.

Если измеряемая разность потенциалов имеет неустойчивый характер, т.е. изменяется по значению и знаку или только по значению, это указывает на наличие блуждающих токов от посторонних источников.

Приложение 4
к Методическим указаниям
по контролю состояния
заземляющих устройств
электроустановок

Определение сопротивления искусственного заземлителя электроустановки без учета отходящих коммуникаций

С помощью прибора КДЗ-1 определяется доля (α) растекания тока по отходящим от электроустановки коммуникациям в процентах от суммарного тока источника (с учетом геометрических размеров коммуникаций). Указанная работа может быть выполнена с использованием селективных токоизмерительных клещей или ИПМ прибора КДЗ. Для этого заполняется таблица 4.2 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям:

1) помощью ИПМ фиксируется напряженность магнитного поля непосредственно на проводе, присоединенном к ИПТ, а также на различных расстояниях от него, соответствующих радиусам кабелей, металлоконструкций опор ВЛ, имеющих тросы, и трубопроводов, отходящих от электроустановки; полученные значения напряженности магнитного поля соответствуют 100% протекания тока;

2) определяется магнитное поле на каждом из кабелей, трубопроводов и других металлоконструкций, отходящих от электроустановки, без изменения схемы соединений и значения тока ИПТ; результаты измерений записываются в таблице 4.2 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям;

3) вычисляется процент растекания тока по отходящим от электроустановки коммуникациям;

4) сопротивление заземлителя R_3 оценивается с учетом R_{3y} и доли тока (α), протекающего по отходящим коммуникациям, по выражению:

$$R_3 = \frac{100 R_{3y}}{(100 - \alpha)}$$

(20)

где R_{3y}

— сопротивление заземляющего устройства, Ом;

доля тока, протекающего по отходящим коммуникациям.

Приложение 5
к Методическим указаниям
по контролю состояния
заземляющих устройств
электроустановок

Численный расчет заземляющего устройства электроустановки

Численный расчет заземляющего устройства производится в целях анализа и выработки рекомендаций по реконструкции заземляющего устройства энергообъекта.

В ходе расчетов производится сопоставление измеренных значений $R_{3У}$, $U_{пр}$ с расчетными. Определяются значения $R_{3У}$ при предельно возможных удельных сопротивлениях грунта, а также значения $U_{пр}$ по всей территории энергообъекта при заданных значениях токов короткого замыкания и времени отключения электрооборудования.

В Московском энергетическом институте разработана специальная программа *ORU* (программный комплекс предназначен для расчета заземляющих устройств открытых распределительных устройств, подстанций и других электроустановок), позволяющая производить численный анализ заземляющего устройства ЗУ с удовлетворением следующих технических требований:

1. Возможность расчета заземляющего устройства, состоящих из горизонтальных и вертикальных элементов и имеющих сетку произвольной конфигурации. Программа должна позволять достаточно подробно описывать конфигурацию заземляющего устройства на достаточно большой территории (до 500 м

^x
500 м).

2. Возможность учета наличия элементов, находящихся над землей и шунтирующих элементы заземляющего устройства (заземляемые рамы аппаратов, порталы, заземленные трубы различного назначения, экраны кабелей вторичных цепей) а также естественных заземлителей.

3. Возможность учета сопротивления всех элементов заземляющего устройства.

4. Возможность расчета параметров заземляющего устройства:

1) сопротивления заземляющего устройства при условии эквипотенциальности всех элементов заземляющего устройства (статический режим);

2) сопротивления заземляющего устройства с учетом продольного сопротивления горизонтальных заземлителей (динамический режим);

3) распределения токов по всем (подземным и надземным) элементам заземляющего устройства в режиме протекания по нему токов короткого замыкания;

4) распределения потенциалов по заземляющему устройству в режиме протекания по нему токов короткого замыкания;

5) распределения потенциала по поверхности земли в режиме протекания по заземляющему устройству токов короткого замыкания. При этом должна иметься возможность расчета распределения потенциала в любой заданной (или выделенной) части заземляющего устройства;

6) напряжения прикосновения и шагового напряжения в любой точке заземляющего устройства в режиме протекания по нему токов короткого замыкания.

Приложение 6
к Методическим указаниям
по контролю состояния
заземляющих устройств
электроустановок
Форма

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный инженер

наименование энергообъекта

подпись, ф.и.о

" ____ " _____ 20 __ г.

дата

Паспорт на заземляющее устройство энергообъекта

Дата ввода в эксплуатацию _____

Дата капитального ремонта (реконструкции) _____

Материал заземлителей _____

Профиль соединительных шин _____

Сечение соединительных шин _____

Глубина залегания шин заземлителей _____

Исполнительные схемы заземляющих устройств _____

Электромагнитная совместимость оборудования _____

Решение о пригодности заземляющего устройства к эксплуатации: _____

Результаты проверки заземляющего устройства энергообъекта

№п.п.			Сопротивл ение	Сопротивл ение растекани ю тока без	Степень коррозии	Пригоднос ть к	Дата следующе

№ п.п.	Наименование объекта	Дата проверки	растеканию тока, Ом	отходящих коммуникаций, Ом	заземлителя	эксплуатации	й проверки	Примечания
--------	----------------------	---------------	---------------------	----------------------------	-------------	--------------	------------	------------

Результаты проверки связей оборудования энергообъекта с искусственным заземлителем

№ п.п.	Оборудование	Дата проверки	Наличие связи оборудования с заземляющим устройством	Сопrotивление связи между оборудованием по искусственному заземлителю, Ом	Степень коррозии, %	Пригодность заземлителя оборудования к эксплуатации	Дата следующей проверки	Примечания
--------	--------------	---------------	--	---	---------------------	---	-------------------------	------------

Результаты контрольных измерений напряжения прикосновения на энергообъекте

№ п.п.	Наименование объекта	Дата проверки	Расчетный ток КЗ, кА	Время срабатывания защиты, с	Наибольшее значение напряжения прикосновения, В	Соответствие нормативным документам	Дата следующей проверки
--------	----------------------	---------------	----------------------	------------------------------	---	-------------------------------------	-------------------------

Сведения об изменениях после ремонта или реконструкции заземляющего устройства

Перечень изменений	Вид работ (замена оборудования, ремонт, реконструкция)	Время проведения работ	Организация исполнитель	Отметка о внесении изменений в исполнительную схему ЗУ
--------------------	--	------------------------	-------------------------	--

Ведомость дефектов

№ п.п.	Дата проверки	Оборудование или группа оборудования	Обнаруженные дефекты	Устранение дефектов		
				Организация-исполнитель	Отметка об устранении дефектов	Дата

Приложение 7
к Методическим указаниям
по контролю состояния
заземляющих устройств
электроустановок

Протокол проверки состояния заземляющего устройства

ПС _____
наименование

название предприятия

"__" _____ 20__ г.

1. Цель измерений _____.
2. Погодные условия _____.
3. Средства измерений _____.
4. Результаты проверки и измерений

4.1. Проверка металловязей, сечения элементов, контактных соединений, коррозионного состояния заземляющего устройства

Место проверки	Характер неисправности

4.2. Определение реальной схемы заземляющего устройства

4.2.1. Перечень незаземленного оборудования

Наименование оборудования	Характер неисправности

4.2.2. Результаты измерений сопротивления связи электрооборудования с заземляющим устройством

Точки подключения источника питания		$I_{изм}, А$	$U_{изм}, В$	$Z_{св400}$ (с применением КДЗ-1)	$Z_{св50}$ $\frac{Z_{св изм}}{K_{п}}$
1	2				

Заключение _____

4.3. Измерение сопротивления ЗУ

Сопротивление заземляющего устройства при заданном значении $r_{эТ}$	$r_{эП}/r_{эТ}$									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	
$R_{изм} Ом$	$r_{эТ} =$									
	$r_{эТ} =$									
	$r_{эТ} =$									

Сопротивление заземляющего устройства, определенное по зависимости $R_{изм} = f(r_{эП}/r_{эТ})$ _____ Ом.

Сезонный коэффициент сопротивления $K_c =$ _____

Сопротивление ЗУ $R_{ЗУ} = K_c R_{изм} =$ _____ Ом.

Заключение _____

4.4. Проверка напряжения на заземляющем устройстве

Значение тока, стекающего с заземлителя в землю при однофазном замыкании на землю:

$I_{КЗ} =$ _____ кА.

Напряжение на ЗУ: $U_{ЗУ} = R_{ЗУ} I_{КЗ} =$ _____ кВ.

Заключение

4.5. Напряжение прикосновения на оборудовании (конструкциях) ОРУ

Ток замыкания на землю $I_{КЗ} =$ _____ кА.

Время отключения

τ

= _____ с.

Норма напряжения прикосновения _____ В.

№ п.п.	Место измерения	$R_{ЗУ} = U_{изм}/I_{изм}$ (по прибору)	$R_{осн}$ кОм	$U_{пр}$ В

Заключение

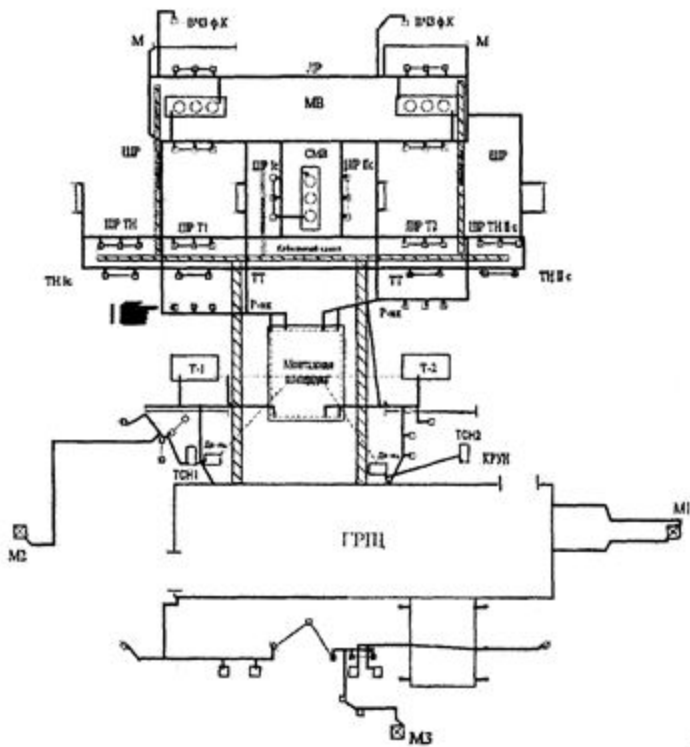
Приложение 8
к Методическим указаниям
по контролю состояния
заземляющих устройств
электроустановок

Методы проверки состояния заземляющих устройств

Таблица 1.





Допустимые токи

Марка троса	ПС25	ПС35	ПС50	ПС-70	АС-35	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150
$I_{доп}$ кА	1,5	2,0	3,0	4,5	5,5	7,2	10,3	14,4	17,1	22,2



M1:400

Рисунок 1. Схема-план заземляющего устройства подстанции:

	кабельный канал;
	горизонтальный заземлитель;
	наземное соединение с заземляющим устройством;
	указатель незаземленного оборудования;
	портал;
	молниеотвод;
	присоединение заземляющего проводника к оборудованию;
	обрыв заземляющего проводника

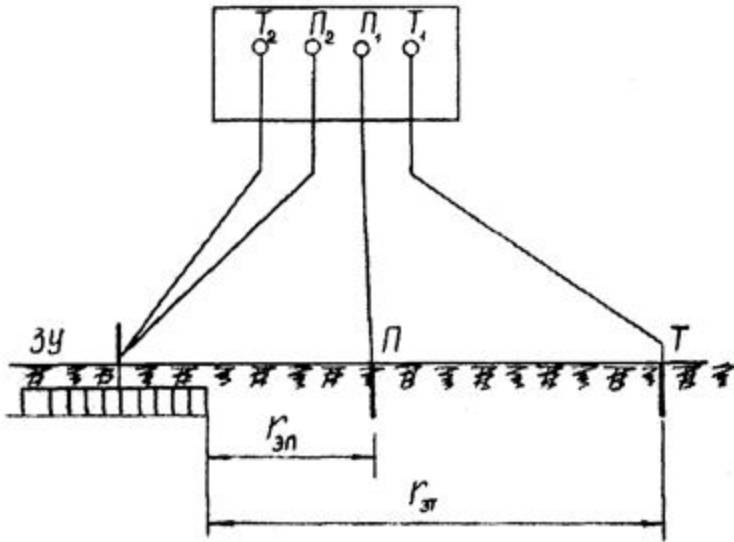


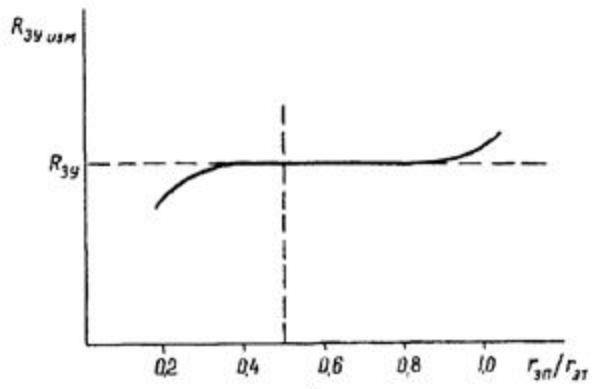
Рисунок 2. Принципиальная схема измерений сопротивления ЗУ:

ЗУ

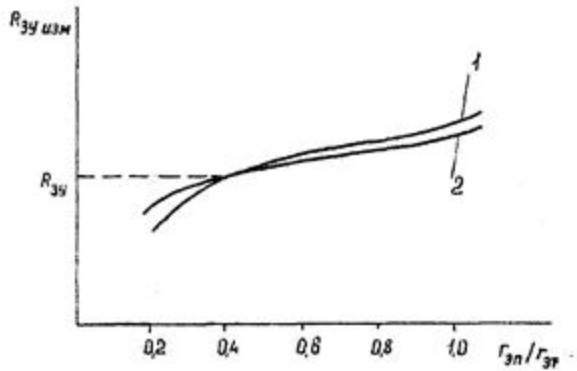
—
заземляющее устройство; П

—
потенциальный электрод; Т

—
токовый электрод



а)



б)

Рисунок 3. Зависимость измеренного сопротивления от расстояния потенциального электрода до токового:

а

— при достаточном удалении токового электрода; б

— при недостаточном удалении токового электрода;

1

— кривая при $r_{ЭТ} = 3Д$; 2

— кривая при $r_{ЭТ} = 2Д$

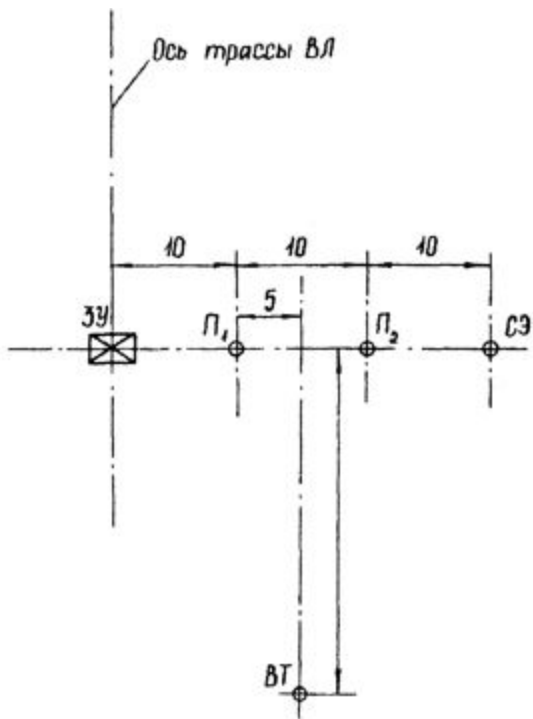


Рисунок 4. Схема взаимного расположения электродов при измерении сопротивления опоры без отсоединения тросов

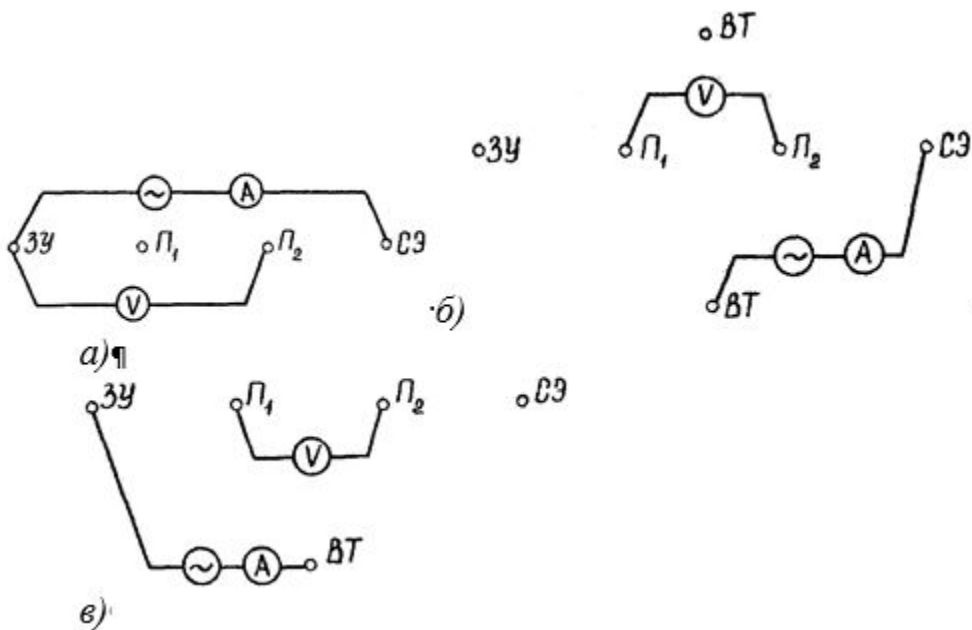


Рисунок 5. Схемы трех последовательно используемых вариантов включения измерительных приборов при измерениях (рисунок 4 настоящего приложения 8)

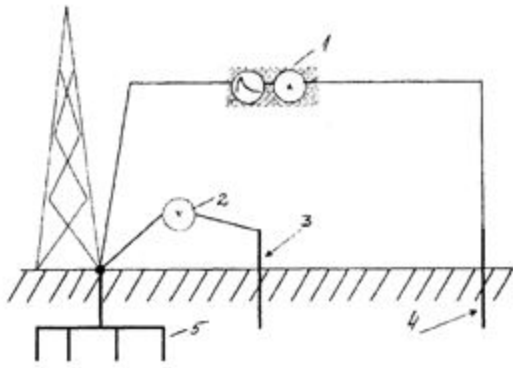


Рисунок 6. Схема измерения сопротивления заземлителей опор воздушных линий и молниеотводов:

- 1 — импульсный источник;
- 2 — пик-вольтметр;
- 3 — потенциальный электрод;
- 4 — токовый электрод;
- 5 — заземляющее устройство

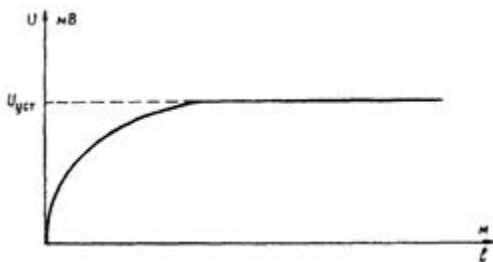


Рисунок 7. Зависимость разности потенциалов между заземляющим устройством опоры и потенциальным электродом от расстояния между ними

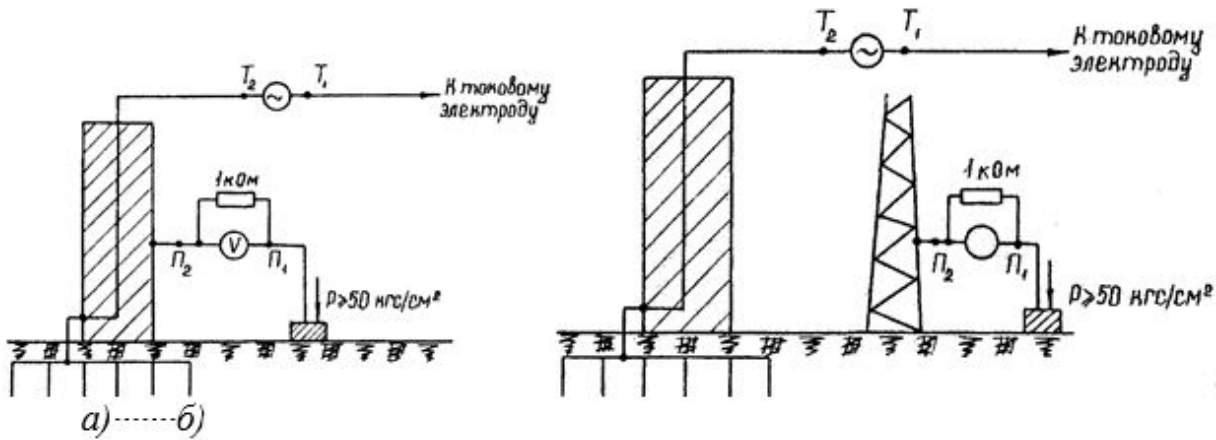


Рисунок 8. Схемы измерительных цепей при определении напряжений прикосновения:
 а - на рабочем месте; б - на нерабочем месте

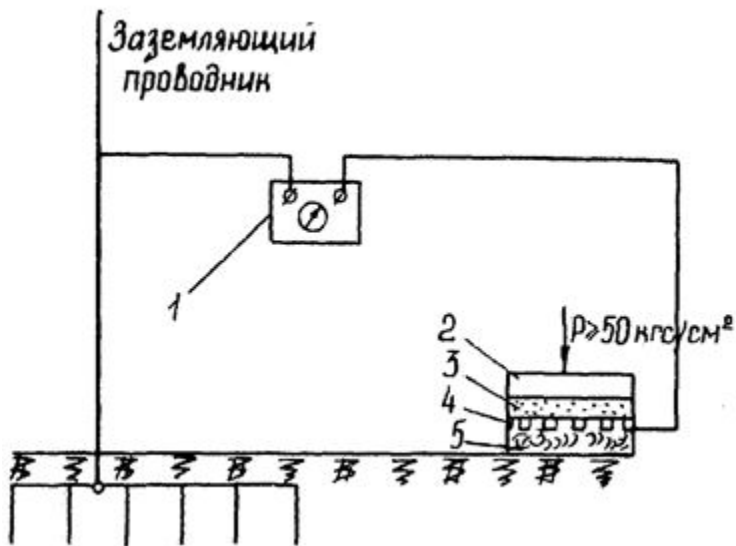


Рисунок 9. Схема измерения сопротивления основания:

- 1 — мегомметр;
- 2 — доска;
- 3 — поролон;
- 4 — медная сетка;
- 5 — мокрая ткань

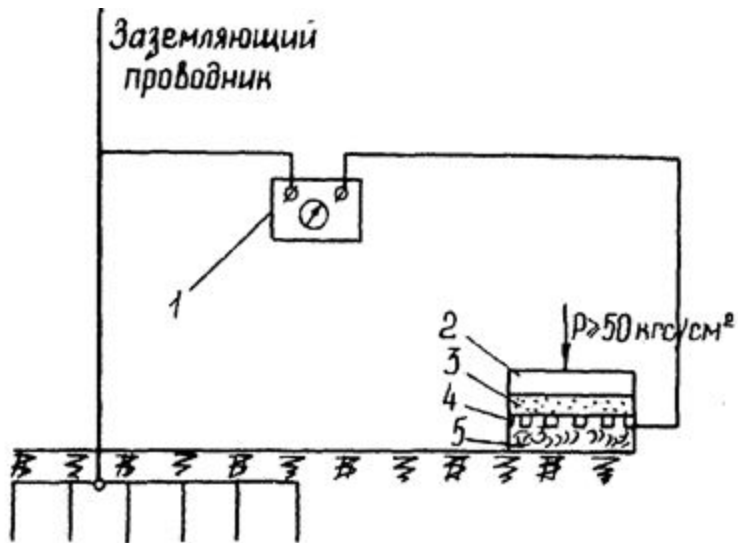


Рисунок 10. Схема измерения сопротивления основания:

- 1
 -
 - мегомметр; 2
 -
 - доска; 3
 -
 - поролон; 4
 -
 - медная сетка; 5
 -
 - мокрая ткань
- Таблица 2.

Значения коэффициента пересчета значений напряжения прикосновения с частоты 400 Гц на частоту 50 Гц в зависимости от длины заземляющего оборудования

Коэффициент пересчета K_{Π}	Длина проводника L , метра
1	0-5
1,05	5-10
1,1	10-15
1,15	15-20
1,2	20-25
1,25	25-30

Таблица 3.

Основные значения пробивных напряжений предохранителей типа ПП-А/З

--	--	--	--

Номинальное напряжение сети, В	Исполнение	Пробивное напряжение, В	Толщина слюдяной прокладки, мм
220-380	I	351-500	0,08 ± 0,02
500-660	II	701-1000	0,21 ± 0,03

Таблица 4.

Значения тока $I_{\text{реал}}$ для различных случаев

Реальный ток, кА	Напряжение в первичной сети U_n , кВ									
	110		220		330		500		750	
	при числе отходящих линий $n_{\text{л}}$									
	1	4	1	4	1	4	1	4	1	4
Амплитуда импульса тока, проходящего в заземлителе при КЗ на подстанции с ОПН $I_{\text{ОПН}}$ КЗ	0,48	1,9	0,95	3,8	1,15	6,2	2,75	11,0	4,75	19,0
Амплитуда импульса тока при КЗ на подстанции с вентиляльными и разрядниками (0,55	2,2	1,1	4,25	1,8	7,0	3,2	12,8		17,6

при мини мальн о м значе нии проби вного напря жения) $I_{РВ($ мин)КЗ									4,4	
Ампл итуда импу льса тока при КЗ на подст анции с венти льны м и разря дника ми (при макси мальн о м значе нии проби вного напря жения) $I_{РВ($ макс) КЗ	0,88	3,5	1,8	7,1	2,2	8,7	3,3	15,3	5,4	21,5
Макс ималь ное значе ние тока при комм утаци онны х проце	0,225	0,45			0,77				2,450	

ссах I ком. ма кс				1,450	
Наиб олее вероя тное значе ние тока при комм утаци онны х проце ссах I ком. ве р	0,035	0,09	0,23	0,50	0,85

Приложение 29
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях.

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для определения нормирования удельных расходов топлива на тепловых электростанциях (далее – ТЭС).

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В задачи нормирования входит проведение объективного анализа работы оборудования тепловых электрических станций, выявление причин нерационального расхода топлива и осуществление режима экономии топлива. Нормированию подлежат расходы топлива тепловых электростанций мощностью 10 мегаватт (далее

—
МВт) и более.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) нормирование удельных расходов топлива

—
установление технически обоснованных значений удельных расходов топлива на отпускаемые электроэнергию и тепло;

2) показатели топливоиспользования

—
показатели удельных расходов топлива на отпускаемую электроэнергию и тепло, используемые для анализа экономичности и эффективности работы электростанции;

3) отчетный период

—
период, за который составляется отчетность.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Порядок формирования нормативно-технической документации по топливоиспользованию на тепловых электрических станциях.

4. Нормирование расходов топлива на ТЭС осуществляется на основе научно-технической документации (далее

—
НТД).

5. Содержание НТД по топливоиспользованию ТЭС:

1) энергетические характеристики котлов каждой из подгрупп оборудования;

2) энергетические характеристики турбоагрегатов каждой из подгрупп оборудования;

3) зависимости технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла каждой из подгрупп оборудования;

4) зависимости абсолютных или удельных затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды каждой из подгрупп оборудования, электростанции в целом;

5) пояснительную записку по разработке или переработке энергетических характеристик оборудования и зависимостей затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды;

6) графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпускаемые электроэнергию и тепло;

7) протокол установления значений степени использования резервов тепловой экономичности оборудования с перечнем мероприятий по их реализации;

8) макеты расчета номинальных, нормативных удельных расходов и экономии топлива.

6. Энергетические характеристики оборудования и зависимости затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды подгруппы, группы оборудования, электростанции в целом разрабатываются согласно типовых энергетических характеристик оборудования ТЭС, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

7. Приводимые в составе энергетических характеристик оборудования поправки на изменение параметров и показателей используются для:

1) определения номинального значения параметра или показателя при фактических или прогнозируемых значениях внешних факторов на основе исходно-номинального значения параметра или показателя;

2) оценки резерва тепловой экономичности оборудования вследствие отклонения фактического значения параметра или показателя от его номинального значения.

8. Графики исходно-номинальных удельных расходов топлива рассчитываются и строятся для каждой подгруппы оборудования электростанции для зимнего и летнего периодов при характерных сочетаниях работающего оборудования, средних значениях отпуска тепла в реальном диапазоне изменения электрических нагрузок.

9. На графиках указываются:

1) параметры, условия и значения внешних факторов, при которых построены графики;

2) поправки к удельным расходам топлива на изменение внешних факторов и условий;

3) сочетания работающих агрегатов;

4) потери топлива при пусках оборудования из различных тепловых состояний;

5) средние за 12 месяцев, предшествующих разработке или пересмотру НТД, значения коэффициентов резерва тепловой экономичности по отпуску тепла электроэнергии энергетическими и пиковыми водогрейными котлами;

6) значения степени использования резерва тепловой экономичности по отпуску тепла пиковыми водогрейными котлами и электроэнергии энергетическими котлами нарастающим итогом для декабря каждого года и последнего месяца периода действия НТД.

10. Для электростанций, на которых устанавливаются два или три разнотипных и разно - экономичных турбоагрегата, значение коэффициента резерва по отпуску электроэнергии дифференцируются по - агрегатно.

11. Значения степени использования резервов тепловой экономичности устанавливаются путем разработки электростанцией комплекса мероприятий, обеспечивающих полную реализацию резервов. По каждому мероприятию указываются его техническая сущность и годовая экономия условного топлива.

12. Территориальным органом государственного энергетического надзора и контроля в сфере электроэнергетики:

1) оценивается обеспеченность разработанных мероприятий материальными ресурсами и денежными средствами;

2) утверждается перечень мероприятий, принятых к реализации на ТЭС в предстоящих пяти лет, с указанием сроков их выполнения;

3) устанавливается значения степени использования резервов тепловой экономичности оборудования, исходя из экономической эффективности и сроков выполнения принятых к реализации мероприятий;

4) составляется протокол рассмотрения мероприятий, в котором указываются значения степени использования резервов тепловой экономичности по годам предстоящих пяти лет, приводятся обоснования недостаточного их уровня.

13. Протокол подписывается руководством электростанции и утверждается представителем территориального органа государственного энергетического надзора и контроля в сфере электроэнергетики. К протоколу прилагается перечень намеченных к выполнению мероприятий с указанием экономического эффекта и срока выполнения.

14. В макете расчета номинальных и нормативных удельных расходов, экономии или перерасхода топлива определяется порядок расчета номинальных и нормативных значений показателей, содержащихся в отчете электростанции о тепловой экономичности оборудования, содержатся расчетные формулы и ссылки на источники первичной информации.

15. В зависимости от состава оборудования, особенностей его тепловых схем, режимов работы, вида сжигаемого топлива электростанцией разрабатываются макеты для каждой из подгрупп оборудования или один обобщающий макет.

16. При расчетах в качестве исходных материалов используются энергетические характеристики оборудования.

17. В макетах отражаются:

1) исходно-номинальные значения основных и промежуточных показателей, определенные по энергетическим характеристикам при фактических средних нагрузках. Показатели турбоагрегатов определяются для каждого из режимов работы.

2) фактические значения внешних факторов и их отличия от значений, принятых при построении энергетических характеристик;

3) значения поправок к основным и промежуточным показателям на отличие фактических значений внешних факторов от принятых при построении энергетических характеристик;

4) номинальные значения основных и промежуточных показателей агрегатов для фактических режимов работы и значений внешних факторов;

5) значения поправок к удельным расходам топлива на стабилизацию режимов, освоение вновь введенного оборудования;

- 6) номинальные значения удельных расходов топлива;
- 7) значения коэффициентов резерва тепловой экономичности оборудования;
- 8) нормативные значения удельных расходов топлива;
- 9) показатели экономии топлива.

18. В пояснительной записке, отражаются результаты разработки НТД, содержатся данные:

1) наименования исходных материалов, на основе которых разрабатываются энергетические характеристики;

2) продолжительность работы с начала эксплуатации или от даты проведения испытаний каждого агрегата, для которого применяется характеристика, при составлении одной характеристики для нескольких однотипных агрегатов;

3) значения допусков на эксплуатационные условия;

4) значения коэффициентов, учитывающих старение оборудования, точность исходных материалов, наличие неустраняемых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования;

5) резервы тепловой экономичности по отпуску тепла водогрейными котлами и электроэнергией энергетическими котлами, их основные составляющие, коэффициенты резервов тепловой экономичности;

6) степень использования резервов тепловой экономичности;

7) причины, не позволяющие в течение пяти лет после разработки энергетических характеристик оборудования полностью использовать резервы.

19. Срок действия НТД по топливоиспользованию устанавливается в зависимости от степени их проработки и достоверности исходных материалов, но не превышает 5 лет.

20. Разработанные НТД по топливоиспользованию подвергаются экспертизе, согласовываются и утверждаются в соответствии с положениями главы 5 настоящих Методических указаний.

21. По истечении отчетного периода электростанцией на основе НТД по топливоиспользованию определяются номинальные значения показателей работы оборудования, фактические, номинальные и нормативные значения удельных расходов топлива и размещаются в отчете о тепловой экономичности оборудования.

22. Для текущего (помесячного) нормирования удельных расходов топлива определяются:

1) среднегодовые значения коэффициентов резерва тепловой экономичности дифференцированные по месяцам года;

2) значения степени использования резервов тепловой экономичности в каждом году из пяти лет дифференцированные по месяцам в соответствии с экономической эффективностью и сроками выполнения намеченных мероприятий по повышению экономичности оборудования.

Глава 3. Методические характеристики при нормировании удельных расходов топлива на тепловых электростанциях

23. За энергетическую характеристику оборудования принимаются комплекс зависимостей номинальных и исходно-номинальных значений технико-экономических показателей работы оборудования в абсолютном, удельном и относительном исчислении от нагрузки или других нормообразующих показателей при фиксированных значениях внешних факторов. Энергетическая характеристика разрабатывается для конкретной тепловой схемы технически исправного оборудования, при условии нормативной эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте.

24. В энергетическую характеристику включается система поправок к отдельным показателям на изменение внешних факторов, отклонение фактических значений параметров и показателей от номинальных.

25. В энергетических характеристиках котлов и турбоагрегатов содержатся зависимости затрат электроэнергии и тепла на их индивидуальные механизмы, установки и аппараты собственных нужд.

26. За исходно-номинальные значения показателей принимаются значения, характеризующие максимально достижимую экономичность оборудования при фиксированных значениях внешних факторов. Исходно-номинальные значения устанавливаются из особенностей режимов энергопотребления и требований по охране окружающей среды. Для исходно-номинальных значений учитывается точность исходного материала, использованного при разработке энергетических характеристик, моральный и материальный износ оборудования, наличие неустраняемых дефектов проектирования, изготовления и монтажа, эксплуатационный допуск.

27. За номинальные значения показателей принимаются значения, определенные путем введения к исходно-номинальным значениям поправок на отклонение фактических значений внешних факторов от фиксированных.

28. За точность исходного материала принимаются погрешности, содержащиеся в исходных материалах, использованных при разработке энергетических характеристик оборудования. Точность исходного материала отражает погрешности тепловых испытаний, типовых энергетических характеристик, конструкторских и тепловых расчетов.

29. За износ оборудования принимаются технологически невозстановливаемый ремонтами естественный физический износ оборудования при длительной его эксплуатации, приводящий к ухудшению технического состояния, снижению экономичности и надежности работы.

30. За эксплуатационный допуск принимается коэффициент, учитывающий снижение экономичности оборудования в межремонтный период.

31. За качество проектирования, изготовления и монтажа принимаются приводящие к снижению экономичности оборудования погрешности, при проектировании его отдельных узлов и отступления от принятых технологий при изготовлении и монтаже отдельных экземпляров оборудования.

32. За внешние факторы принимаются объективные факторы, оказывающие влияние на экономичность работы оборудования, значения которых не зависят от деятельности производственного персонала электростанции и подрядных ремонтных организаций.

33. За фиксированные значения внешних факторов принимаются определенные при разработке энергетических характеристик значения, близкие к среднегодовым, или наиболее удобные при выполнении расчетов.

34. За группу оборудования принимается совокупность конденсационных турбоагрегатов или турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара и противодавлением, для энергоблоков с одинаковой мощностью и всех котлов, обеспечивающих работу данных турбоагрегатов.

35. За подгруппу энергоблоков принимается совокупность пылеугольных или газомазутных котлов и работающих совместно с ними конденсационных или теплофикационных турбоагрегатов с заданным давлением свежего пара и одинаковой мощностью.

36. За подгруппу оборудования с поперечными связями принимается совокупность конденсационных или теплофикационных турбоагрегатов с одинаковыми параметрами свежего пара и котлов, обеспечивающих работу данных турбоагрегатов. Если на общий коллектор свежего пара работают пылеугольные и газомазутные котлы, подгруппа оборудования условно считается пылеугольной.

37. За макет расчета номинальных, нормативных удельных расходов и экономии топлива принимается форма таблицы, отражающей порядок расчета по истечении отчетного месяца номинальных значений показателей работы турбоагрегатов и котлов, номинальных и нормативных значений удельных расходов топлива, экономии топлива, определяющей источники первичной информации и содержащая расчетные формулы.

38. За исходно-номинальный удельный расход топлива ($b^{исх}$) принимается удельный расход топлива на отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фиксированных значениях внешних факторов. Исходно-номинальный удельный расход топлива изображается графически в диапазоне наиболее вероятных значений электрической и тепловой нагрузок оборудования электростанции зимнего и летнего периодов года. На графике приводятся поправки на изменение значений внешних факторов.

39. За номинальный удельный расход топлива (b^H) принимается удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе

энергетических характеристик оборудования при фактических значениях внешних факторов. Номинальный удельный расход топлива рассчитывается для фактического состава работавшего оборудования, его электрических и тепловых нагрузок по истечении отчетного месяца и отражает наименьшие достижимые затраты топлива при упомянутых выше условиях.

Глава 4. Расчет характеристик резерва тепловой экономичности ТЭС

40. Расчет резерва тепловой экономичности оборудования (

$$\Delta b_p$$

) определяется как положительная разность между фактическим (b) номинальным (b^H) значениями удельных расходов топлива:

$$\Delta b_p = b - b^H$$

(1)

41. Составляющими резерва тепловой экономичности являются расходы удельные расходы топлива, эквивалентные отклонениям фактических параметров и показателей работы оборудования от их номинальных значений.

42. Коэффициент резерва тепловой экономичности оборудования (k_p) определяется как максимальный уровень снижения расхода топлива, достигнутый за счет ликвидации устранимых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования, недостатков его эксплуатации, технического обслуживания и ремонта:

$$k_p = \frac{b - b^H}{b^H} = \frac{\Delta b_p}{b^H}$$

(2)

43. Степень использования резерва тепловой экономичности оборудования (

$$\mu_i$$

) является долей резерва, предусмотренной к реализации к концу каждого года и последнего месяца периода действия НТД и определяется по формуле:

$$\mu_i = \frac{\Delta b_{ip}}{b_p}$$

(3)

44. За нормативный удельный расход топлива (b^{HP}) принимается максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива и определяется на основе номинального расхода топлива b^H с использованием коэффициентов k_p и

μ_i

, учитывающих наличие резерва тепловой экономичности оборудования и степени его использования:

$$b^{HP} = b^H \cdot [1 + k_p \cdot (1 - \mu_i)]$$

(4)

45. Перерасход топлива определяется как положительная разность между фактическим и нормативным значениями расхода топлива. Перерасход топлива обуславливается невыполнением в срок намеченных мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности оборудования, снижением уровня его эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

46. Экономия топлива определяется как отрицательную разность между фактическим и нормативным значениями расхода топлива.

Экономия топлива является результатом опережения сроков выполнения намеченных мероприятий по реализации резерва тепловой экономичности оборудования, осуществления дополнительных мероприятий, повышения уровня эксплуатации, технического обслуживания и ремонта оборудования.

Глава 5. Порядок согласования и утверждения НТД по топливоиспользованию

47. Каждый лист НТД по топливоиспользованию, содержащий графические зависимости показателей, графики исходно-номинальных удельных расходов топлива и последний лист макета подписываются техническим руководителем и начальником соответствующей службы энергопроизводящей организации, а также ведущим специалистом экспертной организации, проводящей согласование в соответствии с Требованиями к экспертным организациям для осуществления энергетической экспертизы, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 24 мая 2016 года № 218 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 13840) (далее - Требования к экспертным организациям).

48. НТД по топливоиспользованию сшиваются в два переплета.

49. В первый переплет включаются:

- 1) энергетические характеристики котлов и турбоагрегатов;
- 2) графики исходно-номинальных затрат энергии на общегрупповые и общестанционные механизмы и установки собственных нужд;
- 3) графики технологических потерь тепла.

50. Во второй переплет включаются:

- 1) краткая пояснительная записка, отражающая результаты пересмотра или разработки НТД по топливоиспользованию;
- 2) графики исходно-номинальных удельных расходов топлива;
- 3) макет расчета номинальных и нормативных значений показателей работы оборудования, экономии или перерасхода топлива;
- 4) протокол установления степени использования резервов тепловой экономичности оборудования;
- 5) приложение к протоколу установления степени использования резервов тепловой экономичности оборудования.

51. Титульные листы переплетов подписываются главным инженером ТЭС и начальником соответствующего отдела территориального органа государственного энергетического надзора и контроля в сфере электроэнергетики, указываются срок действия НТД и количество прошитых листов.

52. Перед утверждением в территориальном органе государственного энергетического надзора и контроля в сфере электроэнергетики подлежат согласованию:

- 1) НТД по топливоиспользованию в объеме пункта 5 настоящих Методических указаний для электростанций, мощностью более 300 МВт;
- 2) графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, макеты расчета номинальных, нормативных удельных расходов топлива и экономии топлива для электростанций, мощностью от 100 МВт до 300 МВт.

53. К работам по согласованию НТД привлекаются экспертные организации для осуществления энергетической экспертизы в соответствии Требованиями к экспертным организациям.

54. Совместно с НТД по топливоиспользованию электростанция представляется экспертной организации:

- 1) отчеты об испытаниях оборудования;
- 2) копии заполненных макетов расчета номинальных и нормативных значений показателей работы оборудования за каждый из 12 месяцев, предшествующих пересмотру НТД;
- 3) сводную таблицу, содержащую показатели за каждый из 12 месяцев, предшествующих пересмотру НТД, и в целом за год;
- 4) фактические и номинальные удельные расходы топлива на отпуск тепла пиковыми водогрейными котлами и электроэнергии энергетическими котлами;

- 5) абсолютный расход топлива;
- 6) удельный расход тепла брутто турбоагрегатами на выработку электроэнергии;
- 7) коэффициента полезного действия брутто котлов;
- 8) удельные расходы тепла и электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов и котлов, теплофикационной установки.

55. Электростанцией предоставляется экспертной организации для осуществления энергетической экспертизы, скорректированные данные о работе оборудования, если в процессе рассмотрения представленных ею материалов обнаруживаются отступления при расчетах показателей от требований настоящих Методических указаний по составлению отчета электростанции о тепловой экономичности оборудования.

56. Нормативно-технические документы по топливоиспользованию утверждаются в полном объеме в территориальном органе государственного энергетического надзора и контроля в сфере электроэнергетики.

57. Пересмотр НТД по топливоиспользованию производится при:

- 1) истечении срока действия НТД;
- 2) переводе котлов на сжигание непроектного вида топлива;
- 3) переводе турбоагрегатов с конденсацией пара на работу с противодавлением или ухудшенным вакуумом;
- 4) реконструкции турбоагрегатов с организацией регулируемого отбора или с увеличением отпуска пара из регулируемого отбора;
- 5) вводе нового, демонтаже физически изношенного или морально устаревшего оборудования;
- 6) изменении условий и режимов работы оборудования, возникновении дополнительных ограничений;
- 7) возникновении существенных необъяснимых расхождений между фактическими и номинальными значениями показателей, фактическими, номинальными и нормативными значениями удельных расходов топлива;
- 8) обнаружении фактов искажения показателей работы оборудования, упорядочении системы учета и отчетности.

58. В результате пересмотра НТД определяются новые значения коэффициентов резерва тепловой экономичности оборудования, разрабатываются мероприятия по устранению недостатков в эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте оборудования, ликвидации устранимых дефектов его проекта, изготовления и монтажа, устанавливается степень использования резерва тепловой экономичности. Энергетические характеристики оборудования перерабатываются полностью или частично и пере утверждаются.

59. Продление срока действия НТД определяется предприятием самостоятельно при пересмотре.

60. Все частичные изменения и дополнения НТД и продление срока действия оформляются протоколом, содержащим причины изменения показателей и обоснование их новых значений. Протокол утверждается в порядке, установленном пунктами 51-53 настоящих Методических указаний.

Приложение 30
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета нормативной величины потерь электрической энергии в электрических сетях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета нормативной величины потерь электрической энергии в электрических сетях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для расчета технологических потерь электрической энергии в электрических сетях организаций, осуществляющих передачу электрической энергии по электрическим сетям.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) фактические (отчетные) потери электроэнергии - разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

2) система учета электроэнергии - совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы объединяются в автоматизированную систему учета электроэнергии;

3) технологические потери электроэнергии - сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при реализации электроэнергии;

4) технологические потери при транспортировке электроэнергии - сумма двух составляющих потерь - потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы

линий и оборудования (технические потери), расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;

5) потери при реализации электроэнергии - сумма потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, и потерь, обусловленных хищениями электроэнергии, виновники которых не установлены.

Примечание: потери, обусловленные хищениями электроэнергии, не являются технической характеристикой электрической сети и системы учета электроэнергии и их нормативы в настоящей Методике не рассматриваются;

6) технические потери - сумма трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей - потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери), потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери), потерь, зависящих от погодных условий;

7) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций - расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала;

8) потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии - суммарный небаланс электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии;

9) норматив технологических потерь электроэнергии - технологические потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные в соответствии с настоящей Методикой при режимах работы, технических параметрах линий, оборудования сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде;

10) нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии - метод, использующий при расчете потерь весь объем имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей данного напряжения;

11) нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии - зависимость норматива технологических потерь электроэнергии от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии;

12) отпуск электрической энергии в сеть - количество электрической энергии, рассчитываемое как сумма объема передачи электрической энергии, хозяйственных нужд и потерь электроэнергии;

13) хозяйственные нужды - собственное потребление энергопередающей компании, не относящееся к технологическим потерям электроэнергии.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Нормативы технологических потерь электроэнергии, рассчитанные по настоящей Методике, применяются при расчете платы за услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям.

4. Нормативы технологических потерь электроэнергии в планируемом периоде рассчитываются:

1) на основе данных о схемах, нагрузках сетей и составе работающего оборудования в планируемом периоде методами расчета потерь, установленными настоящей Методикой;

2) на основе нормативных характеристик технологических потерь, рассчитанных в соответствии с настоящей Методикой на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде.

При отсутствии нормативной характеристики допускается определять нормативы потерь в планируемом периоде на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде, изменяя нагрузочные потери пропорционально квадрату отношения отпусков электроэнергии в сеть в планируемом и базовом периодах, а потери холостого хода

с учетом изменения состава работающих трансформаторов в базовом и планируемом периодах.

Изменяя нагрузочные потери пропорционально квадрату отношения отпусков электроэнергии в сеть в планируемом и базовом периодах, а потери холостого хода - пропорционально мощности (количеству) работающего оборудования в базовом и планируемом периодах.

Глава 2. Методы расчета нормативных потерь при транспортировке электроэнергии

5. Методы расчета нагрузочных потерь. Нагрузочные потери электроэнергии за период T часов (D дней) рассчитываются одним из пяти методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

6. Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1 - 4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

7. Потери электроэнергии методами 2 - 5 рассчитываются за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу.

Рассчитываются потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых рассматриваются как неизменные.

Потери электроэнергии за расчетный период определяются, как сумма потерь, рассчитанных для входящих в расчетный период месяцев (расчетных интервалов).

Параграф 1. Метод оперативных расчетов

8. Метод оперативных расчетов заключается в расчете потерь электроэнергии и определяется по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij}$$

(1)

где n - число элементов сети;

Δt

- интервал времени, часов (далее - ч.), в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i , принимается неизменной;

m - число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяются на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов и автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии.

Параграф 2. Метод расчетных суток

9. Метод расчетных суток заключается в расчете потерь электроэнергии и определяется по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_L \cdot k_{\Phi, M}^2 \cdot \Delta W_{сут} \cdot D_{жвj}$$

(2)

где

$\Delta W_{сут}$

- потери электроэнергии, кило Ватт

.

час (далее - кВт

.

ч), за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам;

k_{Δ} - коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре воздушных линий и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кило Вольт (далее кВ) и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений;

$k_{\Phi, M}^2$

- коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$D_{\text{экв } j}$ - эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале, определяется по формуле:

$$D_{\text{экв } j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{Mi}^2 D_{Mi} / W_{M,p}^2$$

(3)

где W_{Mi} - отпуск электроэнергии, кВт

ч., в сеть в i -м месяце с числом дней D_{Mi} ;

$W_{M,p}$ - отпуск электроэнергии, в сеть, в расчетном месяце, кВт

ч.;

N_j - число месяцев в j -м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{\text{экв } j} = D_{Mi}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки

Δ

$W_{\text{сут}}$ определяются, как сумма потерь мощности, рассчитанных для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в расчетном периоде определяются, как сумма потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определение годовых потерь электроэнергии на основе расчета

Δ

$W_{\text{сут}}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимается в формуле (3) $N_j = 12$.

Коэффициент

$k_{\Phi, M}^2$

определяется по формуле:

$$k_{\Phi, \text{м}}^2 = \sum_{i=1}^{D_{\text{м}}} W_i^2 / (W_{\text{ср. сум}}^2 D_{\text{м}}) \quad (4)$$

где W_i - отпуск электроэнергии, кВт

ч., в сеть за i -й день месяца;

$D_{\text{м}}$ - число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент

$$k_{\Phi, \text{м}}^2$$

определяется по формуле:

$$k_{\Phi, \text{м}}^2 = \frac{(D_{\text{р}} + k_{\text{в}}^2 D_{\text{н.р}}) D_{\text{м}}}{(D_{\text{р}} + k_{\text{в}} D_{\text{н.р}})^2} \quad (5)$$

где $D_{\text{р}}$ и $D_{\text{н.р}}$ - число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_{\text{м}} = D_{\text{р}} + D_{\text{н.р}}$);

$k_{\text{в}}$ - отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_{\text{в}} = W_{\text{н.р}} / W_{\text{р}}$.

Параграф 3. Метод средних нагрузок

10. Метод средних нагрузок заключается в расчете потерь электроэнергии и определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{н}} = k_{\text{л}} k_{\text{к}} \Delta P_{\text{ср}} T_j k_{\Phi}^2 \quad (6)$$

где

Δ
 $P_{\text{ср}}$ - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов, киловатт (далее
 —
 кВт);

$$k_{\Phi}^2$$

- коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;

k_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

T_j - продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяется по формуле:

$$k_{\Phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{cp}^2 T)$$

,

(7)

где P_i - значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью t_i , кВт;

m - число ступеней графика на расчетном интервале;

P_{cp} - средняя нагрузка сети за расчетный интервал, кВт.

Коэффициент k_k в формуле (6) принимается равным 0,99. Для сетей 6 - 20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{cp} в формуле (7) используется значения тока головного участка I_i и I_{cp} . В этом случае коэффициент k_k принимается равным 1,02.

Коэффициент формы графика за расчетный интервал определяется по формуле:

$$k_{\Phi}^2 = k_{\Phi.c}^2 \cdot k_{\Phi.M}^2 \cdot k_{\Phi.N}^2$$

,

(8)

где

$k_{\Phi.c}^2$

- коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитывается по формуле (7);

$k_{\Phi.N}^2$

- коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитывается по формуле:

$$k_{\Phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{cp.мес}^2)$$

,

(9)

где W_{mi} - отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала, кВт

ч.;
 $W_{\text{ср.мес}}$ - среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала, кВт

ч.,
При расчете потерь за месяц
 $k_{\Phi.N}^2 = 1$

При отсутствии графика нагрузки значение
 k_{Φ}^2
определяется по формуле:

$$k_{\Phi}^2 = \frac{1+2k}{3k} \quad (10)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_0}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}} \quad (11)$$

где W_0 - отпуск электроэнергии в сеть за время T , кВт

ч.;
 T_{\max} - число часов использования наибольшей нагрузки сети, ч..

Средняя нагрузка i -го узла определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}i} = \frac{W_i}{T} \quad (12)$$

где W_i - энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T , кВт

ч.

Параграф 4. Метод числа часов наибольших потерь мощности

11. Метод числа часов наибольших потерь мощности заключается в расчете потерь электроэнергии и определяется по формуле:

$$\Delta W_{н\bar{j}} = k_{\bar{L}} k_{\bar{K}} \Delta P_{\max} T_j \tau_o$$

(13)

где
 Δ

P_{\max} - потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети, кВт;

t_o - относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\max}^2 T_j)$$

(14)

где P_{\max} - наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале, кВт.

Коэффициент $k_{\bar{K}}$ в формуле (13) принимается равным 1,03. Для сетей 6 - 20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{\max} в формуле (14) используется значения тока головного участка I_i и I_{\max} . В этом случае коэффициент $k_{\bar{K}}$ принимается равным 1,0.

Относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал определяется по формуле:

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N$$

(15)

где t_c - относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (14) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения t_v и t_N рассчитываются по формулам:

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{н.р}}{D_m}$$

(16)

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{m,p}^2) \quad (17)$$

где $W_{m,p}$ - отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце, кВт

ч.

При расчете потерь за месяц $t_N = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение t_0 определяется по формуле:

$$\tau_0 = \frac{k_s + 2k_s^2}{3} \quad (18)$$

Параграф 5. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети

12. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети заключается в расчете потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от суммарной длины и количества линий, суммарной мощности и количества оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных.

13. Потери электроэнергии рассчитываются для характерных рабочих и ремонтных схем. В расчетную схему включаются все элементы сети, потери в которых зависят от ее режима (линии, трансформаторы, высокочастотные (далее

ВЧ) заградители ВЧ-связи, токоограничивающие реакторы).

14. Расчетные значения активных сопротивлений проводов воздушных линий (далее

ВЛ) R_n определяются с учетом температуры провода t_n , градус Цельсия (далее -

С), зависящей от средней за расчетный период температуры окружающего воздуха t_B и плотности тока в проводе j , ампер на миллиметр квадратный (далее - А/мм²):

$$R_n = R_{20} [1 + 0,004(t_B - 20 + 8,3j^2 F/300)], \quad (19)$$

где R_{20} - стандартное справочное сопротивление провода, Ом, сечением F , квадратный миллиметр (далее - мм²), при $t_n = 20$

С.

При отсутствии данных о средней плотности тока за расчетный период в каждом элементе электрической сети принимается расчетное значение $j = 0,5$ Ампер/квadratный миллиметр (далее - А/мм²).

15. Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее - СППС) определяются по формуле:

$$\Delta W_{nc} = 2,3F \cdot j^2 L \cdot \tau_o \cdot D \quad (20)$$

где F - среднее сечение проводов (шин), мм²;

L - суммарная протяженность проводов (шин) на подстанции, километр (далее км);

j - плотность тока, А/мм².

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (20), расчетные потери в СППС принимаются в соответствии с таблицей 1 согласно приложению 1 к настоящей Методике и относятся к условно-постоянным потерям.

16. Потери электроэнергии в измерительных ТТ определяются по формуле:

$$\Delta W_{TT} = \Delta P_{TTном} T \beta_{TTср}^2 k_{\phi}^2 \quad (21)$$

где

Δ

$P_{TTном}$ - потери в ТТ при номинальной нагрузке;

$\beta_{TTср}$ - среднее значение коэффициента токовой загрузки ТТ за расчетный период.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (21), расчетные потери в ТТ принимаются в соответствии с таблицей 3 согласно приложению 1 к настоящей Методике и относятся к условно-постоянным потерям.

Параграф 6. Нормативные методы расчета нагрузочных потерь

17. Энергопередающими компаниями выбирается методика расчета нагрузочных потерь в зависимости от объема имеющихся исходных данных. Далее даются для произвольного выбора нормативные методы расчета нагрузочных потерь.

Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 330 - 750 кВ является метод оперативных расчетов.

18. Нормативными методами расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 35 - 220 кВ являются:

1) при отсутствии реверсивных потоков энергии по межсетевым связям 35 - 220 кВ - метод расчетных суток;

2) при наличии реверсивных потоков энергии - метод средних нагрузок. При этом все часовые режимы в расчетном периоде разделяют на группы с одинаковыми направлениями потоков энергии. Расчет потерь проводится методом средних нагрузок для каждой группы режимов.

При отсутствии данных о потреблении энергии на подстанциях 35 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

19. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 6 - 20 кВ является метод средних нагрузок.

При отсутствии информации о потреблении энергии на трансформаторной подстанции (далее

ТП) ТП 6 - 20/0,4 кВ определяются их нагрузки, распределяя энергию головного участка (за вычетом энергии по ТП, где она известна, и потерь в сети 6 - 20 кВ) пропорционально номинальным мощностям или коэффициентам максимальной загрузки трансформаторов ТП.

При отсутствии электрических счетчиков на головных участках фидеров 6 - 20 кВ допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

20. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ является метод оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

21. Потери электроэнергии в линии 0,38 кВ с сечением головного участка F_1 , мм², отпуском электрической энергии в линию $W_{0.38}$, за период D , дней, рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{0.38} = k_{0.38} \cdot \frac{W_{0.38}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) L_{\text{экв}}}{F_2 \cdot D} \cdot \frac{1 + 2k}{3k} \quad (22)$$

где $L_{\text{экв}}$ - эквивалентная длина линии;

tg

φ

- коэффициент реактивной мощности;

$k_{0.38}$ - коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

22. Эквивалентная длина линии определяется по формуле:

$$L_{\text{экв}} = L_{\text{м}} + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_{\text{ж}}, \quad (23)$$

где $L_{\text{м}}$ - длина магистрали;

L_{2-3} - длина двухфазных и трехфазных ответвлений;

$L_{\text{ж}}$ - длина однофазных ответвлений.

Примечание: Под магистралью понимается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6 - 20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

23. Внутридомовые сети многоэтажных зданий (до счетчиков электрической энергии) включаются в длину ответвлений соответствующей фазности.

При наличии стальных или медных проводов в магистрали или ответвлениях подставляются длины линий, определяется по формуле:

$$L = L_{\text{а}} + 4L_{\text{с}} + 0,6L_{\text{м}}, \quad (24)$$

где $L_{\text{а}}$, $L_{\text{с}}$ и $L_{\text{м}}$ - длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно

24. Коэффициент $k_{0,38}$ определяется по формуле:

$$k_{0,38} = k_{\text{и}} (9,67 - 3,32d_{\text{р}} - 1,84d_{\text{п}}), \quad (25)$$

где $d_{\text{р}}$ - доля энергии, отпускаемой населению;

$k_{\text{и}}$ - коэффициент, принимается равным 1 для линии 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 Вольт (далее

В).

25. При использовании формулы (22) для расчета потерь в N линиях с суммарными длинами магистралей $L_{\text{м}}$, двухфазных и трехфазных ответвлений L_{2-3} и однофазных ответвлений L_1 в формулу подставляется средний отпуск электроэнергии в одну линию :

$$W_{0,38} = W_{0,38} / N,$$

где $W_{0,38}$ - суммарный отпуск энергии в N линий, и среднее сечение головных участков, а коэффициент $k_{0,38}$, определенный по формуле (25), умножается на коэффициент $k_{\text{Н}}$, учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяемый по формуле:

$$k_{\text{Н}} = 1,25 + 0,14 d_{\text{р}}, \quad (26)$$

26. При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности принимается $k_3 = 0,3$; tg

Ф

=0,6.

27. При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,38 кВ, ее значение определяются, вычитанием из энергии, отпущенной в сеть 6 - 20 кВ, потери в линиях и трансформаторах 6 - 20 кВ и энергию, отпущенную в ТП 6-20/0,4 кВ и линии 0,38 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

Параграф 7. Методы расчета условно-постоянных потерь

28. К условно-постоянным потерям электроэнергии относятся:

1) потери холостого хода в силовых трансформаторах (автотрансформаторах) и трансформаторах дугогасящих реакторов;

2) потери в оборудовании, нагрузка которого не имеет прямой связи с суммарной нагрузкой сети (регулируемые компенсирующие устройства);

3) потери в оборудовании, имеющем одинаковые параметры при любой нагрузке сети (нерегулируемые компенсирующие устройства, вентильные разрядники (далее - РВ), ограничители перенапряжений (далее - ОПН), устройства присоединения ВЧ-связи (далее - УПВЧ), измерительные ТН, включая их вторичные цепи, электрические счетчики 0,22 - 0,66 кВ и изоляция силовых кабелей).

29. Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяются на основе приведенных паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_x , по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2$$

(27)

где T_{pi} - число часов работы оборудования в i -м режиме, часов;

U_i - напряжение на оборудовании в i -м режиме, кВ;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение оборудования, кВ.

Напряжение на оборудовании определяется с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима сети в соответствии с законами электротехники.

30. Потери электроэнергии в шунтирующем реакторе (далее - ШР) определяются по формуле (27) на основе приведенных паспортных данных потерь мощности

ΔP_p . Определяются потери в ШР в соответствии с таблицей 1 согласно приложению 1 к настоящей Методике.

31. Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе или генераторе, переведенном в режим СК, определяются по формуле:

$$\Delta W_{cx} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{ном} \cdot T_p \quad (28)$$

где b_Q - коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном периоде;

$\Delta P_{ном}$ - потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными, кВт.

Определяются потери в СК согласно таблице 2 приложения 1 к настоящей Методике.

32. Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах (далее - КУ) - батареях конденсаторов (далее - БК) и статических тиристорных компенсаторах (далее - СТК) - определяются по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = p_{ку} S_{ку} T_p \quad (29)$$

где

$p_{ку}$ - удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ, кВт;

$S_{ку}$ - мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей), Мега Вольт Ампер (далее МВА).

При отсутствии паспортных данных значение

$p_{ку}$ принимается равным для БК 0,003 кило Ватт / кило вар (далее - кВт/квар), для СТК 0,006 кВт/квар.

33. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22 - 0,66 кВ и изоляции силовых кабелей принимают в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимаются согласно таблице 4 приложения 1 к настоящей Методике.

Параграф 8. Методы расчета потерь, зависящих от погодных условий

34. Потери, зависящие от погодных условий, включаются в себя три вида потерь:

- 1) на корону;
- 2) от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- 3) расход электроэнергии на плавку гололеда.

35. Расчет потерь на корону в воздушных линиях электропередачи переменного тока.

Потери на корону относятся к потерям, определяемым погодными условиями, и конструкцией линии.

Потери на корону зависят не от температуры окружающего воздуха, а определяются характером (видом) погоды (изморозь, дождь и мокрый снег, сухой снег, туман, повышенная влажность и хорошая погода). Величина потерь на корону, носит сезонный характер, что учитывается при расчетах путем использования среднемесячных удельных потерь мощности на корону для каждого месяца.

Потери на корону в сети энергопередающей организации определяются для каждой воздушной линии электропередачи через среднемесячные удельные потери мощности на корону по формуле:

$$\Delta W_K = L \cdot \sum_{i=1}^{12} P_{k,уд,i} \cdot t_i, \quad (30)$$

где L - длина воздушной линии электропередачи, км;

$P_{k,уд,i}$ - среднемесячные удельные потери мощности на корону для заданного типа фазных проводов линии для i -ого месяца согласно фактическим данным за последние 3 года, кВт;

t_i - планируемое число часов работы линии в i -ом месяце (с учетом ремонтов, плановых отключений).

36. При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблице 5 согласно приложению 1 к настоящей Методике.

Расчетные значения, приведенные в таблице 5 согласно приложению 1 к настоящей Методике, умножают на отношение F_T/F_ϕ , где F_T - суммарное сечение проводов фазы, F_ϕ - фактическое сечение проводов линии.

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяют по таблице 8 согласно приложению 1 к настоящей Методике в зависимости от региона расположения линии.

37. Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитываются, умножая данные, приведенные в таблице 5 согласно приложению 1 к настоящей Методике, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{\text{укор}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}} \quad (31)$$

где $U_{\text{отн}}$ - отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

38. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 6 согласно приложению 1 к настоящей Методике, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

39. По влиянию на токи утечки виды погоды объединяются в 3 группы:

- 1) 1 группа - хорошая погода с влажностью менее 90%, сухой снег, изморозь, гололед;
- 2) 2 группа - дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90% и более;
- 3) 3 группа - туман.

40. Нормативный расход электроэнергии на плавку гололеда определяется по таблице 7 согласно приложению 1 к настоящей Методике в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

Параграф 9. Методы расчета потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии

41. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций определяется на основе приборов учета, установленных на трансформаторах собственных нужд (далее - ТСН). При установке прибора учета на шинах 0,4 кВ ТСН, потери в ТСН, рассчитанные в соответствии с настоящей Методикой, добавляются к показанию счетчика. Расход электроэнергии на собственные нужды определяется согласно таблицам 1

9 приложения 2 к настоящей Методике.

Примеры расчета приведены согласно приложению 3 к настоящей Методике.

42. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывается, как сумма значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле :

$$W_{\text{уч}} = - \left(\Delta \tau_{\text{б}} + \Delta U_{\text{ТН}} + \Delta q_{\text{б}} + \Delta U_{\text{ТН}} + \Delta \right) W / 100, \quad (32)$$

где

$\Delta \tau_{\text{б}}$ - токовая погрешность ТТ, %, при коэффициенте токовой загрузки $b_{\text{ТТ}}$;

$\Delta U_{\text{ТН}}$ - погрешность ТН по модулю напряжения, %;

$\Delta q_{\text{б}}$ - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика, %, при коэффициенте токовой загрузки $b_{\text{ТТ}}$;

$\Delta_{\text{сч}}$ - погрешность счетчика, %;

$U_{\text{ТН}}$ - потеря напряжения во вторичной цепи ТН, %;

W - энергия, зафиксированная счетчиком за расчетный период, кВт

43. Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика определяется по формуле:

$$q_b = 0,0291 (q_{Ib} - q_U) \operatorname{tg} \varphi$$

φ

$$(33)$$

где

Δ

q_b - угловая погрешность ТТ, минут (далее

—

мин.), при коэффициенте токовой загрузки β_{ТТ};

q_U - угловая погрешность ТН, мин.;

tg

φ

- коэффициент реактивной мощности контролируемого присоединения.

44. Коэффициент токовой загрузки ТТ за расчетный период определяется по формуле:

$$\beta_{\text{ТТ}} = \frac{W \sqrt{(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)} (1 + 2k_2)}{T \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{ном}} 3k_1}$$

$$(34)$$

где U_{ном} и I_{ном} - номинальные напряжение, кВ, и ток первичной обмотки ТТ, Ампер (далее

—

А).

45. Значения погрешностей в формулах (32) и (33) определяются на основе данных метрологической поверки. При отсутствии данных о фактических погрешностях измерительных комплексов проводится расчет потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, согласно приложению 4 к настоящей Методике.

Параграф 10. Нормативные потери электроэнергии

46. Нормативные потери электроэнергии (в абсолютных и в относительных значениях) определяются по следующим формулам:

Δ

$$W = W_{\text{Нарп}} + W_{\text{ун}} \quad (35)$$

$$W_{\%} =$$

Δ

$$W / W_0, \quad (36)$$

где

Δ

W - абсолютные потери (всего), кВт

.

ч.;

$W_{\text{нагр}}$ - нагрузочные потери, кВт

.

ч.;

$W_{\text{уп}}$ - условно-постоянные потери, кВт

.

ч.;

$W_{\%}$ - относительные потери, кВт

.

ч.;

W_0 - отпуск в сеть, кВт

.

ч..

Параграф 11. Методы расчета нормативных характеристик технологических потерь электроэнергии

47. Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n A_{ij} \frac{W_i W_j}{D} + \sum_{i=1}^n B_i W_i + (C_{\text{ном}} + C_{\text{ноз}} + C_{\text{с.н}}) \cdot D + B_{\text{уч}} W_0$$

(37)

где $W_i (j)$ - значения показателей (поступления и отпуска электроэнергии), отражаемых в отчетности;

n - число показателей;

W_0 - отпуск электроэнергии в сеть;

D - число дней расчетного периода, которому соответствуют задаваемые значения энергии;

A , B и C - коэффициенты, отражающие составляющие потерь:

A_{ij} и B_i - нагрузочные потери;

$C_{\text{пост}}$ - условно-постоянные потери;

$C_{\text{пог}}$ - потери, зависящие от погодных условий;

$C_{\text{с.н}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;

$B_{\text{уч}}$ - потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии.

48. Нормативная характеристика нагрузочных потерь электроэнергии в замкнутых сетях определяется на основе предварительно рассчитанной характеристики нагрузочных потерь мощности, по формуле:

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} P_i P_j + \sum_{i=1}^n b_i P_i$$

(38)

где $P_{i(j)}$ - значения мощностей, соответствующих показателям, определенным по формуле (37);

a_{ij} и b_i - коэффициенты нормативной характеристики потерь мощности.

Преобразование коэффициентов характеристики потерь мощности в коэффициенты характеристики потерь электроэнергии определяются по формулам:

$$A_{ij} = \frac{a_{ij}}{24} k_{\phi}^2 10^3$$

(39)

$$B_i = b_i$$

(40)

Для составляющих нормативной характеристики, содержащих произведения значений энергии, значение

$k_{\phi ij}^2$

вычисляется по формуле:

$$k_{\phi ij}^2 = 1 + r_{ij} \sqrt{(k_{\phi i}^2 - 1)(k_{\phi j}^2 - 1)}$$

(41)

где $k_{\phi i}$ и $k_{\phi j}$ - коэффициенты формы i -го и j -го графиков активной мощности;

r_{ij} - коэффициент корреляции i -го и j -го графиков, рассчитываемый по данным ОИК

. При отсутствии расчетов r_{ij} принимается

$k_{\phi ij}^2$

=1.

Коэффициент $C_{\text{пост}}$ определяется по формуле:

$$C_{\text{пост}} = DW_{\text{пост}} / D, \quad (42)$$

где $DW_{\text{пост}} = DW_{\text{хх}}$ - условно-постоянные потери электроэнергии в базовом периоде

Коэффициент $C_{\text{пог}}$ определяется по формуле:

$$C_{\text{пог}} = DW_{\text{пог}} / D, \quad (43)$$

где $DW_{\text{пог}}$ - потери электроэнергии, зависящие от погодных условий, в базовом периоде.

Коэффициент $C_{\text{с.н}}$ определяется по формуле:

$$C_{\text{с.н}} = DW_{\text{с.н}} / D, \quad (44)$$

где $DW_{\text{с.н}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды подстанций в базовом периоде.

Коэффициент $B_{\text{уч}}$ определяется по формуле:

$$B_{\text{уч}} = DW_{\text{уч}} / W_0, \quad (45)$$

где $DW_{\text{уч}}$ - потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, в базовом периоде.

Нормативная характеристика нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{нагр}} = A_U \frac{W_U^2}{D}, \quad (46)$$

где W_U - отпуск электроэнергии в сеть напряжением U за D дней;

A_U - коэффициент нормативной характеристики.

Коэффициент A_U нормативной характеристики (46) определяется по формуле:

$$A_U = \frac{\Delta W_{\text{нУ}}}{W_U^2} D, \quad (47)$$

где $DW_{\text{нУ}}$ - нагрузочные потери электроэнергии в сети напряжением U в базовом периоде.

Коэффициенты A и C ($C_{\text{пост}}$, $C_{\text{пог}}$ и $C_{\text{с.н}}$) для радиальных сетей 6 - 35 кВ в целом по их значениям, рассчитанным для входящих в сеть линий (A_i и C_i), определяются по формулам:

$$A = \sum_{i=1}^n A_i \left(\frac{W_i}{W_{\Sigma}} \right)^2 \quad (48)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i \quad (49)$$

где W_i - отпуск электроэнергии в i -го линию;

W

Σ

- то же, в сеть в целом;

n - количество линий.

Коэффициенты A_i и C_i , должны быть рассчитаны для всех линий сети. Их определение на основе расчета ограниченной выборки линий не допускается.

Коэффициент A для сетей 0,38 кВ определяется по формуле (46), в которую в качестве $DW_{\text{нУ}}$ подставляют значение суммарных нагрузочных потерь во всех линиях 0,38 кВ $DW_{\text{н} 0.38}$, рассчитанных по формуле:

$$\Delta W_{\text{н}0.38} = k_{0.38} \cdot \frac{W_{0.38}^2 (1 + tg^2 \varphi) L_{\text{экв}}}{F_2 \cdot D} \cdot \frac{1 + 2k}{3k} \quad (50)$$

Эквивалентная длина линии определяется по формуле:

$$L_{\text{экв}} = L_{\text{м}} + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_j, \quad (51)$$

где $L_{\text{м}}$ - длина магистрали;

L_{2-3} - длина двухфазных и трехфазных ответвлений;

L_j - длина однофазных ответвлений.

Коэффициент $k_{0,38}$ определяется по формуле:

$$k_{0.38} = k_{\text{и}} (9,67 - 3,32d_{\text{р}} - 1,84d_{\text{п}}), \quad (52)$$

где $d_{\text{р}}$ - доля энергии, отпускаемой населению;

$k_{\text{и}}$ - коэффициент, принимается равным 1 для линии 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

Суммарный отпуск энергии в N линий, и среднее сечение головных участков, а коэффициент $k_{0,38}$, определенный по формуле (52), умножают на коэффициент k_N , учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяется по формуле:

$$k_N = 1,25 + 0,14 d_p \quad (53)$$

Параграф 12. Метод Км/н

49. В сетях 0,38 кВ при известных показателях напряжения и токовых нагрузок на головных участках, для расчета потерь электроэнергии используется косвенный метод определения относительных потерь, основанный на измерениях фазных токов и напряжений на головном и конечных точках сети.

Метода расчета потерь электроэнергии по наибольшим относительным напряжениям заключается в имеющейся связи между потерями напряжения и потерями мощности в распределительных сетях.

Пренебрегая расхождениями между эквивалентным напряжением сети $U_{\text{эКВ}}$ и номинальным напряжением $U_{\text{НОМ}}$, в первом приближении для определения величины потерь мощности получается формула:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta U_{\Sigma} \frac{1 + \text{tg}\varphi}{1 + \xi \text{tg}\varphi} = \Delta U_{\Sigma} \cdot K_{\text{н}} / \text{м} \quad (54)$$

где $\text{tg}\varphi$

φ
 $= Q_{\text{Н}} / P_{\text{Н}}$ - соотношение между реактивной и активной мощностью потребления в узлах нагрузки;

$K_{\text{н}} / \text{м}$ - коэффициент связи между $DU\%$ и $DP\%$;

ξ :

$= X / R$ - отношение индуктивного и активного сопротивлений линий;

DU

Σ

- наибольшая потеря напряжения между головным и наиболее удаленным участком сети.

Выражением (54) оцениваются потери мощности по результату измерения потерь напряжения.

Погрешность вычислений потерь мощности обуславливается не одновременностью замеров на шинах ТП и в точке подключения самого удаленного потребителя и пренебрежением разности в значениях U и $U_{НОМ}$.

Значение коэффициента $K_{н/м}$ зависит от множества факторов, соотношение между X / R :

- 1) для кабельных линий $X / R = 0$;
- 2) для воздушных линий $X / R = 1,25(F/100)$, при $X_0 = 0.4$ Ом/км.

Для сетей 0.38 кВ, при наличии кабельных и воздушных линий $K_{н/м}$ находится в пределах 0.5 - 0.9. Для сетей с преобладанием ВЛ $K_{н/м}$ принимается равным 0.7.

В сетях 0,38 кВ несимметрия нагрузки по фазам учитывается и определяется по формуле:

$$K_{\text{нер}} = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) / (3 I_{\text{ср}}^2) \quad (55)$$

где - соответственно I_A, I_B, I_C токи в фазах .

Среднее значение тока определяется по формуле:

$$I_{\text{ср}} = (I_A + I_B + I_C) / 3. \quad (56)$$

При соответствующих преобразованиях выражение квадрата тока в нейтрали определяется по формуле:

$$I_N^2 = 1,5 \frac{(I_A + I_B + I_C)^2}{4,5} \quad (57)$$

Суммарные потери мощности в сети с заземленной нейтралью при несимметрии фазных токов определяются по формуле:

$$DP_{\text{нс}} = (1/U^2) (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) R_{\phi} + I_N^2 R_n \quad (58)$$

где R_n, R_{ϕ} - сопротивление нулевого и фазного проводов.

При равенстве фазных токов $I_A = I_B = I_C = I_{cp}$, суммарные потери мощности определяются по формуле:

$$DP_c = (3/U^2)(I_{cp} R_\phi) \quad (59)$$

В результате выполненных преобразований коэффициент неравномерности $K_{нер}$ определяется по формуле:

$$K_{нер} = (DP_{нс} / DP_c) (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) / (3 I_{cp}^2) (1 + 1,5 R_n / R_\phi) - 1,5 R_n / R_\phi \quad (60)$$

Для перехода от потерь мощности к потерям электроэнергии используется коэффициент K_t :

$$K_t = t / T_M \quad (61)$$

где t - время наибольших потерь электроэнергии;

T_M - число часов использования максимума нагрузки.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,38 кВ рассчитывают по формуле:

$$DW_{0,38} = K_{M/H}$$

$$K_{нер} - DU$$

$$K_t \quad (62)$$

При отсутствии графиков нагрузки головных участков T_M рассчитывается по выражению:

$$T_M = W / P_M \quad (63)$$

где W - годовое количество электроэнергии, отпущенное по фидерам 6-10 кВ.

$$P_M = 1,73$$

$$U_M$$

$$I_M$$

$$\cos$$

$$\phi$$

$$(64)$$

где I_M, U_M - максимальный ток и напряжение по суточным замерам;

\cos

ШР, тыс. килова тт час на мегаво льтамп ер (далее - кВт ч/ МВА) в год	84	84	74	65	36	35	32	31	29	26	20	19
СП ПС , тыс. килова тт час на подста нцию в год (далее - кВтч/ подста нцию в год)	1,3	1,3	1,3	1,3	3	6	11	18	31	99	415	737

Примечание: значения потерь, приведенные в приложении 1, к настоящей Методике соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

Таблица 2.

Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

Вид оборудов ания	Потери энергии, тыс. киловатт час (далее - кВт ч) в год, при номинальной мощности СК, мегавольт ампер (далее — МВА)											
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320			
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260			

Примечание. При мощности СК, отличной от приведенной в таблице 2 настоящих приложений 1, потери определяют с помощью линейной интерполяции.

Таблица 3.

Потери электроэнергии в РВ, ОПН, измерительных ТТ и ТН и УПВЧ

Вид оборуд ования	Потери электроэнергии, тыс. киловатт час на год (далее - кВт ч/год) при напряжении оборудования. кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
РВ	0,009	0,021	0,033	0,047	0,091	0,27	0,60	1,05	1,59	3,32	4,93	4,31

ОПН	0,001	0,001	0,002	0,004	0,013	0,10	0,22	0,40	0,74	1,80	3,94	8,54
ТТ	0,06	0,1	0,15	0,2	0,4	0,6	1,1	1,5	2,2	3,3	5,0	7,5
ТН	1,54	1,9	2,35	2,7	3,6	6,2	11,0	11,8	13,1	18,4	28,9	58,8
УПВЧ	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,12	0,22	0,30	0,43	2,12	3,24	4,93

Примечание 1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования - на три фазы.

Примечание 2. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимают равными 0,05 тыс. кВт

.

ч/год.

1. Потери электроэнергии в электрических счетчиках 0,22 - 0,66 кВ, принимают в соответствии со следующими данными, кВт

.

ч в год на один счетчик:

- 1) однофазный, индукционный - 18,4;
- 2) трехфазный, индукционный - 92,0;
- 3) однофазный, электронный - 21,9;
- 4) трехфазный, электронный - 73,6.

Таблица 4.

Потери электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, мм ²	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. киловатт час на километр (далее - кВт ч/км) в год, при номинальном напряжении. кВ					
	.					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	-	-	-	-
16	0,17	0,37	-	-	-	-
25	0,26	0,55	1,18	-	-	-
35	0,29	0,68	1,32	-	-	-
50	0,33	0,75	1,52	-	-	-
70	0,42	0,86	1,72	4,04	-	-
95	0,55	0,99	1,92	4,45	-	-
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	-
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	-
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	
300	-	-	-	-	35,2	80,0
400	-	-	-	-	37,4	90,0
500	-	-	-	-	44,4	100,0
625	-	-	-	-	49,3	108,0

800	-	-	-	-	58,2	120,0
-----	---	---	---	---	------	-------

Таблица 5.

Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, миллиметр квадратный далее - мм ²)	Потери мощности на корону, киловатт на километр (далее - кВт/км), при погоде,			
		(хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750-5 240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750-4 600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500-3 400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500-8 300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
330-2 400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст- 1 300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2-1 300	300	0,6	2,8	10,0	30,7
220жб-1 300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2- 1 300	300	0,8	3,7	13,3	40,9
220-3 500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
154-1 185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2-1	185	0,17	0,51		6,12

185				1,74	
110ст-1 120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2-1 120	120	0,015	0,05	0,25	0,93
110жб-1 120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2-1 120	120	0,020	0,07	0,35	1,21

Примечание:

1. Вариант 500-8

300 соответствует линии 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220-3

500 - линии 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.

2. Варианты 220/2-1

300, 154/2-1

185 и 110/2-1

120 соответствуют двухцепным линиям. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.

3. Индексы "ст" и "жб" обозначают стальные и железобетонные опоры.

Таблица 6.

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам (ВЛ)

Группа погоды	Потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,044	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,408	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,680	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

Таблица 7.

Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

	Суммарное сечение	Расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт-ч/км в год, в районе по гололеду:			

Число проводов в фазе и сечение , мм ²	проводов в фазе, мм ²	1	2	3	4
4 600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8 300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3 500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5 240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3 400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2 400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2 300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1 330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1 300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1 240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1 185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1 150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1 120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1 95	95	0,024	0,031	0,038	0,044

Таблица 8

Потери на корону в воздушных линиях 220-1150 кВ

Напряжение ВЛ, кВ	Номинальное сечение, мм ²	Количество проводов в фазе	Δ	Δ
			$W_{к\ max}$, тыс. кВт · час/км	$W_{к\ min}$, тыс. кВт · час/км
220	240/32	1	24	18
	300/39	1	22	16
	400/51	1	15	11
	500/64	1	13	9
330	240/32	2	38	28
	300/39	2	30	22
	400/51	2	23	16
	500/64	2	17	12
500	330/43	3	70	50
	400/51	3	60	44
	500/64	3	43	30
750	240/56	5	140	
	300/66	5	120	
	400/22	5	100	
	400/51	5	95	
	500/93	4	160	
	500/64	4	145	
1150	240/39	11	360	
	330/43	8	240	

Примечание:

Минимальные потери соответствуют условиям Северной зоны Казахстана, максимальные

—
Южной зоны Казахстана. Для Западной зоны следует применять промежуточные значения.

Приложение 2
к Методике расчета
нормативной величины
потерь электрической энергии
в электрических сетях

Таблица 1.

Нормы расхода электроэнергии токоприемниками собственных нужд на единицу оборудования подстанции, тыс. кВт

7.	е устрой ства	Подста нция	3,3	6,0	16,5	44,1	132,8	132,8
8.	Вентил яция аккумулятор ной	Подста нция	1,5	2,8	4,2	8,4	8,4	8,4
9.	Операт ивные цепи и цепи управл ения (на подста нциях с переме нным операт ивным током)	Подста нция	2,3	4,5	13,2	-		
10.	Обогре в привод о в отдели телей и коротк озамык ателей	ОД, КЗ	1,1			1,8	-	
11.	Обогре в ячеек КРУН и релейн ы х шкафо в наруж ной устано вки, обогре в электр осчетч иков в неотап ливаем	Ячейка КРУН, шкаф,	Таблица 4 настоящего приложения					

	ых помещ ениях	эл. счетчи к						
12.	Обогре в выключате лей	1 выключ.	Таблица 5 настоящего приложения					
13.	Электр одвига тели компрес соров	1 выключ.	Таблица 6 настоящего приложения					
14.	Обогре в компрес сорной	Подста нция	\leq 3 компрессоров -- 12,0; <input type="checkbox"/> 4 компрессоров - 15,0					
15.	Вентил ляция компрес сорной	-"	\leq 3 компрессоров - 3,0; 4 компрессоров - 3,5					
16.	Пневм атичес кий привод маслян ых выключате лей	1 выключ. с пневм. пр.	2,4	3,5	-			
17.	Обогре в воздух осборн иков	Подста нция	-	1,3	2,0	2,7	2,7	
18.	Обогре в электр одвига тельных х привод ов разъед инител ей	РВД 330 - 500 кВ	-	1,4				
	Обогре в наосн							

19.	о й пожар отуше ния	Подста нция	-				14,4		16	
20.	Вспом огател ьные устрой ства синхро нных компен саторо в	СК	Таблица 7 настоящего приложения							
21.	Отопл ение здания вспомо гатель ных устрой ств с.к.	Подста нция с СК. типа КС	39,0							
		Подста нция с С К типа КСВ	54,0							
22.	Аппар атура связи и телеме ханики	Подста нция	1,9	4,8	8,7		26,2	43,8	52,5	
23.	Прочи е (небольшой ремонт, устрой ства РПН, дистил ляторы, вентил яция ЗРУ, обогре в и освеще ние проход ной)	Подста нция	2,2	2,2	3,3		7,1	7,4	7,4	

Таблица 2.

Нормы расхода электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов типа Д, Ц, ДЦ, тыс. кВт

ч/год

кВ	Тип и мощность трансформатора	Расход
35	ТД-10000	8,8
	ТД-16000	11,0
	ТДНС-10000	8,8
	ТДНС-16000	11,0
	ТРДН-25000	13,1
	ТРДН-40000	21,9
	ТРДНС-25000	11,0
	ТРДНС-32000	13,1
	ТРДНС-40000	17,5
	ТРДНС-63000	21,9
	ТДЦ-80000	136,0
110	ТДН-10000	8,8
	ТДН-15000	13,1
	ТДН-16000	8,8
	ТДН-31500	21,9
	ТДТН-10000	8,8
	ТДТН-16000	11,0
	ТДТН-16000/110/66	13,1
	ТДТН-20000	14,0
	ТДТН-25000	15,3
	ТДТН-40000	17,3
	ТДТН-40000/110/67	21,9
	ТДТН-63000	30,7
	ТДТН-80000	32,9
	ТРДН-25000	13,1
	ТРДН-32000	15,3
	ТРДН-40000	15,3
	ТРДЦН-63000	117,8
	ТДЦ-125000	323,9
	ТДЦ-200000	323,9
	ТДЦ-400000	555,3
150	ТДН-16000	6,6
	ТДТН-25000	13,1
	ТДТН-63000	24,1

	ТРДН-32000	11,0
	ТДЦГ-125000	244,4
220	ТДТНГ-20000	13,1
	ТДТНГ-40000	30,7
	ТДТН-25000	8,8
	ТРДН-32000	15,3
	ТРДНГ-32000	21,9
	ТРДЦН-63000	131,4
	ТДЦ-200000	336,3
	ТДЦ-250000	432,4
	ТДЦ-400000	576,6
	АТДТН-30000	19,7
	АТДЦТНГ-63000	131,4
330	АТДЦТН-125000	192,2
	АТДЦТН-200000	240,2
	АТДЦТН-200000	432,4
	ОДЦ-150000	192,2
500	ТДЦ-125000	192,2
	ТДЦ-400000	480,5
	АОДЦТН-167000	193,3
	АОДЦТН-267000	241,6
	ОЦ-417000	221,0
	ТДЦ-206000	391,1
" - 400000	250,3	
	ТЦ-206000	110,5

Примечания: 1. Нормы даны для средней загрузки трансформаторов, равной 70 % номинальной. При загрузке, отличающейся от указанной, производится пропорциональный пересчет. 2. Для трансформаторов и автотрансформаторов, не вошедших в таблицу, норма расхода электроэнергии определяется, исходя из мощности охлаждающих устройств и времени их работы, принимаемой равной 4380 часов для трансформаторов с обдувом и времени работы трансформаторов при системах охлаждения ДЦ, Ц.

Таблица 3.

Нормы расхода электроэнергии на обогрев, вентиляцию и освещение помещений ОПУ, тыс. кВт

ч/год (для умеренно теплого климатического района)

Тип ОПУ (размер)	Расход электроэнергии			
	Обогрев	Вентиляция	Освещение	Общий
I (12 м x 42 м)	63	2,9	5,8	71,7

II (12 м x 36 м)	54,7	2,9	5,8	63,4
III (12 м x 24 м)	38,2	1,9	1,0	41,1
IV (12 м x 18 м)	26,2	1,9	1,0	29,1
V	150,7	4,8	8	163,5
VI (12 м x 48 м)	72,0	5,8	5,8	83,6
VIII	-	16,8	8	24,8

Примечание. Для ОПУ, отличных от указанных в таблице, расход электроэнергии на обогрев пересчитывать с учетом площади реального ОПУ, взяв за основу ОПУ I.

Таблица 4.

Нормы расхода электроэнергии на обогрев ячеек КРУН, релейных шкафов наружной установки, электросчетчиков, тыс. кВт

ч/год

	Тип			
	К-34, К-30, К-36	К-37, К-У1У и другие		
Климатический район	Ячейка с аппаратурой РЗ и автоматики, счетчиками, выключателем	Ячейка с аппаратурой РЗ и автоматики	Ячейка со счетчиками ¹	Ячейка с выключателем
Очень холодный	2,0	0,9	1,5	3,3
Холодный	1,2	0,4	0,6	1,7
Умеренно холодный	1,2	0,45	0,7	1,8
Умеренно холодный влажный	0,7	0,2	0,35	1,0
Умеренно теплый	0,3	0,1	0,2	0,6
Умеренно теплый влажный	0,7	0,2	0,35	1,0
Теплый влажный	0,3	0,1	0,2	0,5
Жаркий сухой	-	-	-	-
Жаркий умеренно	0,35	0,175	0,26	0,6
Очень жаркий сухой	0,4	0,2	0,3	0,6

¹ По тем же нормам рассчитывается обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях.

Таблица 5.

Нормы расхода электроэнергии на подогрев механизмов приводов масляных выключателей, баков масляных выключателей и шкафов воздушных выключателей (на 3 полюса), тыс. кВт

ч/год

	У-110-2000-40 У1	49,4	17,4	2,1	1,4	0,05	0,4	-	0,02	-	-
220	У-110-8, МКП-110 Си	71,5	22,9	3,0	2,0	0,08	0,6	-	0,03	-	-
	ВВБ-220-...	11,1	9,4	8,1	7,3	5,4	7,4	4,8	4,0	2,2	3,1
	ВВБ-220 А - ..	14,7	9,9								
	ВВБ-220У- .., ВВУ-200- ...	29,4	19,8	16,2	14,6	10,7	14,8	9,5	8,0	4,5	6,2
	ВВД-220-...	12,7	9,2	7,6	6,9	5,1	7,0	4,5	3,8	2,1	2,9
	ВВН-220У-...	12,6	11,4	9,9	9,0	6,6	9,0	5,8	4,9	2,7	3,8
	ВВН-220-...	16,7	11,4								
	У-200-1000/ ... , У-220-3200	169,4	65,5	8,1	5,4	0,2	1,7	-	0,09	-	-
	У-220-10	201,0	64,4	8,3	5,6	0,2	1,8	-	0,09	-	-
	У-220-2000- ...	179,4	78,9	10,2	7,0	0,3	2,2	-	0,1	-	-
330	ВВН-330-..	12,6	11,4	9,9	9,0	6,6	9,0	5,8	4,9	2,7	3,8
	ВВ - 330Б	17,2	15,5	13,4	12,2	8,9	12,3	7,9	6,7	3,7	5,2
	ВВД-330Б- ... , ВВБ-330- - У1	29,2	23,7	20,2	18,3	13,4	18,5	11,9	10,1	5,6	7,8
	ВВБ-330Б-... -ХЛ1	35,0	24,5								
	ВНВ-330-..., ВНВ-330Б-...	20,7	18,6	16,1	14,6	10,7	14,8	9,5	8,0	4,5	6,2
ВВ - 500Б	17,2	15,5	13,4	12,2	8,9	12,3	7,9	6,7	3,7	5,2	

500	ВВБ-500, ВВБ-500- ... -У1	36,7	30,5	26,0	23,6	17,3	23,8	15,3	13,0	7,2	10,0
	ВВБ-500А-..., ВВБ-500-...- ХЛ	45,7	31,9	26,3	23,8	17,4	24,0	15,4	13,1	7,3	10,1
	ВВМ-500Б-...	23,6	19,0	16,2	14,6	10,7	14,8	9,5	8,0	4,5	6,2
	ВНВ-500 У1	20,7	18,6	16,1							
	ВНВ-500 ХЛ	27,5	19,5	16,2							
	ВНВ-500	13,1	8,8	7,2	6,5	4,8	6,6	4,2	3,6	2,0	2,8

Таблица 6.

Нормы расхода электроэнергии на электродвигатели компрессоров на один воздушный выключатель, тыс. кВт

ч/год

Напряжение, кВ	Тип выключателя	Расход
35	ВВУ-35	4,5
110	ВВБ-110	4,5
	ВВН-110, ВВШ-110, ВВУ-110	11,0
220	ВНВ-220	8,2
	ВВБ-220, ВВД-220	9,0
	ВВУ-220, ВВН-220	18,0
330	ВНВ-330	15,75
	ВВБ-330, ВВД-330	24,0
	ВВН-330	26,0
	ВВ-330	49,5
500	ВНВ-500	15,75
	ВВБ-500, ВВД-500	30,6
	ВВ-500, ВВМ-500	50,9
	(ВВ-500-2000/20)	(76,4)

Примечание. Расход электроэнергии на электродвигатели компрессоров на одну подстанцию не менее 20 тыс. кВт ч/год, независимо от числа воздушных выключателей

Таблица 7.

Обогрев оборудования (приводов выключателей, разъединителей, РПН, ячеек КРУН, воздухооборудников)	Очень холодный	13,5	12,2	13,5	10,0	1,8	-	-	-	9,0	13,5	13,0	13,5
	Холодный	15,0	13,6	15,0	7,8	-	-	-	-	4,0	15,0	14,6	15,0
	Умеренно холодный	17,1	15,4	15,0	2,0	-	-	-	-	0,9	16,0	16,5	17,1
	Умеренно холодный влажный	18,3	16,5	17,0	1,3	-	-	-	-	-	10,9	17,7	18,3
	Умеренно теплый	25,6	23,0	1,0	-	-	-	-	-	-	0,8	24,0	25,6
	Умеренно теплый влажный	18,3	16,5	17,0	1,3	-	-	-	-	-	10,9	17,7	18,3
	Теплый влажный	43,0	7,0	-	-	-	-	-	-	-	-	7,0	43,0
	Жаркий сухой	34,0	16,0	-	-	-	-	-	-	-	-	16,0	34,0
Обогрев помещений	Очень холодный	11,2	10,1	11,2	10,8	11,1	0,8	-	0,8	10,6	11,2	10,8	11,2
	Холодный	12,7	11,5	12,7	12,3	6,5	-	-	-	6,6	12,7	12,3	12,7
	Умеренно холодный	15,2	13,7	15,2	13,0	-	-	-	-	-	13,0	14,7	15,2
	Умеренно холодный влажный	15,9	14,3	15,9	11,3	-	-	-	-	-	11,3	15,4	15,9
	Умеренно	19,0	17,2	19,0	3,7	-	-	-	-	-	3,7	18,4	19,0

теплым												
Умеренно теплым влажным	15,9	14,3	15,9	11,3	-	-	-	-	-	11,3	15,4	15,9
Теплым влажным	36,0	14,0	-	-	-	-	-	-	-	-	14,0	36,0
Жарким сухой	23,8	21,5	4,0	-	-	-	-	-	-	3,9	23,0	23,8
Внутреннее и наружное освещение	12,0	11,0	10,0	7,0	5,0	5,0	5,0	5,0	6,0	10,0	12,0	12,0

¹ По остальным электроприемникам норма расхода электроэнергии в течение года распределяется равномерно.

Приложение 3
к Методике расчета
нормативной величины
потерь электрической энергии
в электрических сетях

Примеры расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

Пример 1. Подстанция 35 кВ. Климатический район - умеренно холодный.

Оборудование:

Трансформаторы 2 х ТМ-3200

Выключатели 4 х ВТ-35

КРУН 6 ячеек

Расчет:

Обогрев ОПУ 12,6 х 1,25 = 15,75

Вентиляция и освещение ОПУ 1,7

Наружное освещение 0,4е

Зарядно-подзарядные устройства 3,3

Вентиляция аккумуляторной 1,5

Обогрев КРУН 1,2 х 6 = 7,2

Обогрев выключателей 35 кВ 0,5 х 4 = 2,0

Аппаратура связи и телемеханики 1,9

Прочие 2,2

Итого 35,95

Норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции - 35,95 тыс. кВт

ч/год.

66,5

Пример 2. Подстанция 35 кВ. Климатический район - умеренно теплый.

Оборудование:

Трансформаторы 2 x ТМ-6300
Отделители, короткозамыкатели 4 шт.
КРУН 12 ячеек

Оперативный ток - переменный

Расчет:

Обогрев ОПУ 12,6
Вентиляция и освещение ОПУ 1,7
Наружное освещение 0,4
Оперативные цепи и цепи управления 2,3
Обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей 1,1 x 4 = 4,4
Обогрев ячеек КРУН 0,3 x 12 = 3,6
Аппаратура связи и телемеханики 1,9
Прочие 2,2

Итого 29,1

Норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции 29,1 тыс. кВт

ч/год.

Пример 3. Подстанция 35 кВ. Климатический район - умеренно холодный.

Оборудование:

Трансформаторы 1 x ТДН-10000
2 x ТДНС-16000
Выключатели 6 x МКП-35

Расчет:

Обдув трансформаторов 11,0 x 2 = 22,0
8,0 x 1 = 8,0
Обогрев ОПУ 12,6 x 1,25 = 15,75
Вентиляция и освещение ОПУ 1,7
Обогрев ЗРУ 0,4 x 1,25 = 5,0
Наружное освещение 0,4
Зарядно-подзарядные устройства 3,3
Вентиляция аккумуляторной 1,5
Обогрев выключателей 0,8 x 6 = 4,8
Аппаратура связи и телемеханики 1,9
Прочие 2,2

Итого 66,5

Норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции 66,5 тыс. кВт

ч/год.

Пример 4. Подстанция 110/10 кВ. Климатический район - холодный.

Оборудование:

Трансформаторы ТМТ-5600;

ТМТ-6300

Выключатели 1 х МКП-110

Обслуживание ОВБ

Расчет:

Обогрев помещения ОВБ 11,0

^x
1,5 = 16,5

Обогрев ЗРУ 4 х 1,5 = 6,0

Наружное освещение 1,5

Зарядно-подзарядные устройства 6,0

Вентиляция аккумуляторной 2,8

Обогрев выключателей 19,5 х 1 = 19,5

Аппаратура связи и телемеханики 4,8

Прочие 2,2

Итого 54,8

Норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции: 54,8 тыс. кВт

ч/год.

Пример 5. Подстанция 110/35/6 кВ. Климатический район - умеренно холодный.

Оборудование:

Трансформаторы 2 х ТДГ-40000

1 х ТДГ-20000

Выключатели: Т х ВВН-ПО;

8 х ВМД-35.

Расчет:

Обдув трансформаторов 17,3 х 2 = 34,6

14,0 х 1 = 14,0

Обогрев ОПУ 38,2 х 1,25 = 47,75

Вентиляция и освещение ОПУ 2,9

Обогрев ЗРУ 4,0 х 1,25 = 5,0

Наружное освещение	3,0
Зарядно-подзарядные устройства	16,5
Вентиляция аккумуляторной	4,2
Обогрев выключателей	9,9 x 7 = 69, 0,5 x 8 = 4,0
Электродвигатели компрессоров	11,0 x 7 = 77,0
Обогрев компрессорной	12,0 x 1,25 = 15,0
Вентиляция компрессорной	3,0
Обогрев воздухооборников	1,3 x 1,5 = 1,95
Аппаратура связи и телемеханики	8,7
Прочие	3,3

Итого 308,25

Норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции: 308,25 тыс. кВт

ч/год.

Пример 6. Подстанция 330 кВ. Климатический район - умеренно теплый.

Оборудование:

Трансформаторы 3 x АДЦТГ- 240000/330

2 x ТДТНГ-60000/220

Выключатели 4 x ВВН-330

9 x МКП-220

12 x ВЦД-35

Синхронные компенсаторы 2 x КСВ-50000-11

Расчет:

Охлаждение автотрансформаторов 432,4 x 3 = 1297,2

Обдув трансформаторов 40,0 x 2 = 80,0

Обогрев, вентиляция и освещение ОПУ 71,7

Обогрев ЗРУ 4,0

Наружное освещение 12,0

Зарядно-подзарядные устройства 132,8

Вентиляция аккумуляторной 8,4

Обогрев выключателей 6,6 x 4 = 26,4

0,2 x 9 = 1,8

0,01 x 12 = 0,12

Электродвигатели компрессоров 26,0 x 4 = 104,0

Обогрев компрессорной 12,0

Вентиляция компрессорной 3,0

Обогрев воздухооборников 2,7

Вспомогательные устройства с.к.	187 x 2 = 374
Отопление здания вспомогательных устройств с.к.	54
Аппаратура связи и телемеханики	43,8
Прочие	7,4

Итого 2235,3

Норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций: 2235,3 тыс. кВт

ч/год.

Приложение 4
к Методике расчета
нормативной величины
потерь электрической
энергии в электрических сетях

Расчет потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии

1. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, определяют на основе данных о классах точности ТТ - $K_{ТТ}$, ТН - $K_{ТН}$, счетчиков - $K_{сч}$, коэффициентах токовой загрузки ТТ - $b_{ТТ}$ и сроках службы счетчиков после последней поверки - $T_{пов}$, лет. Приведенные ниже зависимости средних погрешностей ТТ, ТН и счетчиков применяют только для расчета суммарного недоучета по электрической сети в целом. Эти зависимости не допускается применять для корректировки показаний счетчика в конкретной точке учета.

2. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитываются, как сумма значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле :

$$\Delta W_{учi} = -(\Delta_{ТТi} + \Delta_{ТНi} + \Delta_{счi}) W_i / 100$$

(1)

где

$\Delta_{ТТi}$
 $\Delta_{ТНi}$ и
 $\Delta_{счi}$

- средние погрешности ТТ, ТН и счетчика, процент (далее - %), в i-й точке учета;

W_i - энергия, зафиксированная счетчиком в i -й точке учета за расчетный период, кВт

ч..

3. Среднюю погрешность ТТ определяются по формулам:

1) для ТТ с номинальным током $I_{ном}$ 1000 А:

при $b_{ТТ} = 0,05$

$$\Delta_{ТТ} = 30(b_{ТТ} - 0,0833) K_{ТТ}, \quad (2)$$

при $0,05 < b_{ТТ}$

0,2

$$\Delta_{ТТ} = 3,3333 (b_{ТТ} - 0,35) K_{ТТ}, \quad (3)$$

при $b_{ТТ} > 0,2$:

$$\Delta_{ТТ} = 0,625 (b_{ТТ} - 1) K_{ТТ}, \quad (4)$$

2) для ТТ с номинальным током $I_{ном}$ более 1000 А:

$$\Delta_{ТТ} = \frac{625}{I_{ном}} (b_{ТТ} - 1) K_{ТТ}$$

(5)

4. Средняя погрешность ТН (с учетом потерь в соединительных проводах) определяется по формуле:

$$\Delta_{ТН} = -0,5 K_{ТН}$$

(6)

5. Средняя погрешность индукционного счетчика определяется по формуле:

$$\Delta_{сч} = -k T_{нов} K_{сч}$$

(7)

Коэффициент k принимают равным 0,2 для индукционных счетчиков, изготовленных до 2000 г, и 0,1 - для индукционных счетчиков, изготовленных позже этого срока.

При определении нормативного недоучета значение $T_{\text{пов}}$ не должно превышать нормативного межповерочного интервала.

Для электронного счетчика принимают Δ
 $\text{сч}=0$.

Приложение 31
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по составлению и применению графиков ограничения потребления электрической энергии (мощности) для предотвращения и ликвидации технологических нарушений в энергосистеме

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по составлению и применению графиков ограничения потребления электрической энергии (мощности) для предотвращения и ликвидации технологических нарушений в энергосистеме (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Методические указания определяют:

1) порядок разработки графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее

—
графики аварийного ограничения);

2) порядок применения указанных графиков (порядок введения диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в действие графиков аварийного ограничения).

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) диспетчерская команда - указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием электрического оборудования, устройств и электрических сетей, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или оперативному персоналу субъектов электроэнергетики;

2) диспетчерский центр

структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы;

3) отказ

самопроизвольные запуск или прекращение функционирования технического устройства, а также выход параметров функционирования за допустимые границы;

4) системный оператор - национальная компания, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка электрической энергии, а также передачу электрической энергии по национальной электрической сети, ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности;

5) субъекты оперативно-диспетчерского управления

организации и физические лица, уполномоченные на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в пределах зон диспетчерской ответственности соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления, деятельность которых осуществляется на основании договоров с системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления и подчинена оперативным диспетчерским командам и распоряжениям субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня;

б) взаимоотношение в электроэнергетике

отношения, возникающие в процессе производства, передачи и потребления электрической и тепловой энергии, обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей Республики Казахстан;

7) ограничение электроснабжения - прекращение подачи электрической энергии потребителю полностью или частично.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Порядок разработки графиков ограничений

4. Графики ограничений потребления электрической энергии (мощности) разрабатываются совместно с региональными энергетическими компаниями (далее - РЭК) и Энергоснабжающими организациями (далее - ЭСО) на основании требований к объемам и порядку ввода аварийных ограничений установленных системным оператором, согласовываются Региональным диспетчерским центром (далее - РДЦ) на местах.

5. Графики ограничений потребления электрической энергии (мощности) также разрабатываются крупными потребителями, имеющими доступ к национальной или региональной электрической сети.

6. В графики ограничений потребления электрической энергии (мощности) включаются потребители всех видов (промышленные, коммунально-бытовые, сельскохозяйственные, население).

7. На основании согласованных графиков ограничений, в РДЦ составляется сводный график ограничения субъектов оптового рынка электроэнергии (далее - ОРЭ) региона, который направляется на утверждение главному диспетчеру Национального диспетчерского центра системного оператора (далее - НДЦ СО).

8. При разработке графиков ограничения потребления электрической энергии (мощности) учитывается сезонное уменьшение или увеличение потребления электрической энергии (мощности). На этот период, в график ограничения потребления электрической энергии (мощности), вносятся дополнительные изменения в объемы нагрузок, подлежащих отключению.

9. При разработке графиков ограничения потребления электрической энергии (мощности) предусматривается и обеспечивается техническая возможность незамедлительного (экстренного) отключения нагрузки потребителей путем прямого отключения электрических линий с питающих центров оперативным персоналом системного оператора, со щитов управления электростанций и потребителей, имеющих диспетчерскую связь с диспетчерским пунктом РДЦ или РЭК и постоянный дежурный персонал.

10. Графики ограничения потребления электрической энергии (мощности) разрабатываются субъектами ОРЭ на период с 1 октября текущего года до 1 октября следующего года в соответствии с требованиями настоящей инструкции и предоставляются на согласование с РДЦ не позднее 1 сентября текущего года, для составления сводного графика ограничения субъектов ОРЭ региона. Сводный график ограничения предоставляется для утверждения в НДЦ СО не позднее 20 сентября текущего года.

11. Внесение изменений и дополнений в графики ограничения потребления проводится на основании анализа данных контрольных режимных измерений нагрузки по присоединениям потребителей, внесенных в эти графики. РДЦ обеспечивается эффективный постоянный контроль над уровнем потребления с тем, чтобы

эффективность снижения электропотребления при применении графиков и отключении устройствами противоаварийной автоматики отвечала заданным величинам в процентном отношении к текущему потреблению.

12. В случае несогласования или не предоставления графика ограничений субъектами ОРЭ НДЦ СО вводятся графики ограничений и отключение потребителей по своему усмотрению согласно Правил по предотвращению аварийных нарушений в единой электроэнергетической системе Казахстана и их ликвидации, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 2 февраля 2015 года № 58 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10552). В случае невыполнения оперативных распоряжений по вводу ограничений потребления электрической энергии (мощности) диспетчер НДЦ СО (РДЦ) согласно Закону Республики Казахстан "Об электроэнергетике" отключает электроустановки субъектов ОРЭ в точках подключения к национальной электрической сети.

Сноска. Пункт 12 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 3. Порядок применения графиков аварийного ограничения

13. Графики ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) применяются при внезапном возникновении дефицита производства электрической энергии, перегрузки или угрозе перегрузке электротехнического оборудования, нарушения устойчивости параллельной работы электрических станций, входящих в Единую энергетическую систему Республики Казахстан (далее - ЕЭС РК).

14. График ограничения режима потребления электрической энергии применяется в случае возникновения дефицита топлива.

График ограничения потребления электрической мощности применяется в случае возникновения угрозы нарушения баланса между производством и потреблением электрической мощности (дефицитом мощности).

15. Графиками ограничений предусматривается возможность отключения нагрузки потребителей в объеме не менее 40% мощности, потребляемой в период максимальных нагрузок в целом по региону, в том числе 20% вводимых автоматически действием специальной автоматики отключения нагрузки (далее - САОН) или вручную незамедлительно с разделением на 2 очереди и 20% в течении 10 минут с распределением величины суммарно отключаемой мощности на четыре равные очереди. Пример графика ограничений приведен согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

16. Распределение величин ограничения электрической энергии между субъектами ОРЭ в регионе, производится РДЦ, на основании оценки возможности возникновения

дефицита электрической энергии (мощности) в определенных энергоузлах и (или) угрозы возникновения аварийных режимов, в том числе в ремонтных схемах.

17. Графики аварийного ограничения вводятся в действие диспетчерским центром путем выдачи диспетчерских команд и (или) распоряжений.

18. Потребители электрической энергии, в зависимости от технологических особенностей их работы ограничиваются (отключаются) в подаче электрической энергии (мощности) до величины аварийной брони электроснабжения, если аварийная бронь определяется в установленном порядке, согласно Правил и условий об энергоснабжении потребителей, имеющих аварийную бронь, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 245 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11025).

19. При возникновении системной аварии энергоснабжение потребителей осуществляется по разрабатываемым энергопередающими организациями схемам, обеспечивающим поставку электрической мощности для организаций хозяйственной инфраструктуры, в силу технологических причин, нуждающихся в непрерывном энергоснабжении, остановка деятельности которых влечет за собой угрозу жизни людей, а также катастрофические экологические последствия только в размере аварийной брони.

20. При наличии условий и оснований, электросетевая организация самостоятельно вводит в ограничение режимов потребления, согласно Правил пользования электрической энергией, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 25 февраля 2015 года № 143 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10403).

После ввода указанных графиков электросетевая организация сообщает об этом соответствующему диспетчерскому центру системного оператора.

Приложение
к методическим указаниям
по составлению и применению
графиков ограничения
потребления электрической
энергии (мощности) для
предотвращения и ликвидации
технологических нарушений
в энергосистеме.

Пример графика ограничений по очередям

Нагрузка, отключаемая действием ПА или немедленно вручную, мегаватт (далее - МВт)		Нагрузка, отключаемая в течении 10 минут (МВт)				Всего отключаемая нагрузка
1 очередь	2 очередь	3 очередь	4 очередь	5 очередь	6 очередь	Сумма

10%	20%	25%	30%	35%	40%	40%
ПС №1 Л-111, 112 с P=20 МВт	ПС №2 Л-113,114 с P=20 МВт и нагрузка предыдущей очереди всего 40 МВт	ПС №4 Л-115, с P=10 МВт и нагрузка предыдущей очереди всего 50 МВт	ПС №5 Л-116 с P=10 МВт и нагрузка предыдущей очереди всего 60 МВт	ПС №5 Л-117 с P=10 МВт и нагрузка предыдущей очереди всего 70 МВт	ПС №6 Л-118 с P=10 МВт и нагрузка предыдущей очереди всего 80 МВт	P=80 МВт

Приложение 32
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по разработке отраслевых циркуляров и противоаварийных предписаний

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по разработке отраслевых циркуляров и противоаварийных предписаний, (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и распространяются на два вида отраслевых распорядительных документов противоаварийные предписания и отраслевые циркуляры.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) отраслевой (ведомственный) нормативный документ - документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности, или их результаты;

2) распорядительный документ

— документ, в котором фиксируется решения административных и организационных вопросов деятельности организации;

3) циркуляр

— письмо, направленное из одного источника в несколько адресов;

4) предписание - юридический документ, требующий от человека или определенных органов и должностных лиц присутствия в определенном месте или выполнения определенного действия.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Первостепенной задачей нормативно-технического обеспечения электроэнергетики является обеспечение качественными нормативно-техническими документами, которые применяются субъектами электроэнергетики в целях обеспечения надежной, безопасной и эффективной эксплуатации энергетических объектов и способствуют устойчивому развитию отрасли.

4. Распорядительные документы входят в систему организационно-распорядительных документов, которые состоят из приказов, указаний, предписаний, циркуляров, решений, распоряжений.

5. Отраслевые циркуляры выпускаются по вопросам изменения технологии производства, устранения выявленных конструктивных недостатков оборудования и принятии оперативных мер к нормализации его работы.

6. Противоаварийные предписания выпускаются по вопросам совершенствования работы с персоналом, охраны труда, выполнения эксплуатационных, противоаварийных и противопожарных мероприятий, применения наиболее эффективных средств и методов работы.

7. Содержащиеся в циркуляре новые требования к проектированию и эксплуатации энергетического оборудования, охране окружающей среды, технике безопасности. Соблюдение этих требований предусматривается постоянно, в последующем оформляются изменениями к действующим отраслевым распорядительным документам.

Глава 2. Разработка документов

8. Разработка отраслевых распорядительных документов производится на основании утвержденных планов (графиков) разработки и пересмотра отраслевых документов, поручений вышестоящих организаций, а также по инициативе вышестоящих организаций согласно, ГОСТ 7.83-2001 "Электронные издания. Основные виды и выходные сведения".

9. Источник финансирования разработки вышестоящими организациями отраслевых распорядительных документов определяется на стадии утверждения технического задания (технической программы).

10. В целях достижения организационно-методического единства при разработке отраслевых распорядительных документов устанавливаются стадии разработки:

1) первая стадия

— утверждение технического задания на разработку документации поставленными целями, для которых он утверждается;

2) вторая стадия

подбор команды разработчиков документа, исходя из специфики документа, уровня квалификации и опыта работы специалистов, привлекаемых к разработке документа;

3) третья стадия

разработка первой редакции отраслевого распорядительного документа и рассылка его на отзыв в организации, для которых он предназначен со сроком отзыва не менее **10 дней, далее** обработка отзывов, разработка окончательной редакции проекта отраслевого распорядительного документа.

11. Исключен приказом Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 3. Обозначение документов

12. Обозначение (кодовая нумерация) предписания состоит из индекса, порядкового номера и года выпуска документа, разделенными дефисами.

13. Для предписаний устанавливаются следующие индексы:

1) ПП - предписания по вопросам совершенствования эксплуатации технологического оборудования и установок, организации работы с персоналом, предотвращения аварий и их последствий;

2) ПТ - предписания по вопросам охраны труда, совершенствования безопасных методов работы и предотвращения травматизма в электроэнергетике;

3) ПБ - предписания по вопросам совершенствования противопожарной защиты объектов электроэнергетики, организации работы с персоналом по пожарной безопасности, предотвращения пожаров и их последствий.

Пример обозначения (регистрационного номера) предписания:

ПП-01-2015,

где

ПП - индекс предписания;

01 - очередной порядковый номер каждого из предписаний (ПП, ПТ, ПБ), выпущенных с начала года;

2015 - год выпуска предписания.

14. Обозначение (кодовая нумерация) циркуляра состоит из разделенных дефисами индекса вида документа (Ц), очередного порядкового номера каждого из циркуляров, выпущенных с начала года, и года выпуска циркуляра. В обозначении циркуляра допускается присвоение (в скобках) индексов "Э" или "Т" (электротехнической или теплотехнической тематики).

Например, циркуляр по теплотехнической тематике, выпущенный первым в 2016 году, имеется обозначением Ц-01-2016(Т).

Глава 4. Тиражирование и распространение документов

15. Распространение в отрасли рассматриваемых в настоящих Методических указаниях документов осуществляется разработчиком документов:

- 1) с помощью электронных средств связи через электронный фонд нормативных документов;
- 2) на бумажных носителях.

16. Срок тиражирования не превышает для противоаварийных предписаний и отраслевых циркуляров 1,5 месяца со дня их подписания.

17. Исполнителями документов производится рассылка по электронной почте согласно специальным спискам, а также тиражирование документа на бумажных носителях в том количестве экземпляров, которое определено списком. Срок доведения документа до адресата по электронной почте не превышает одного месяца со дня утверждения документа.

18. Тиражирование документа на бумажных носителях сверх количества, определенного списком, а также рассылка его по электронной почте организациям и предприятиям, не включенным в список, производится за счет предприятий и организаций.

Глава 5. Требования к изложению разрабатываемых документов

19. При изложении текста документа применяются термины, определения и обозначения, установленные действующими государственными и отраслевыми стандартами согласно ГОСТ 7.32 - 2001 "Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и оформления".

20. В документе имеется заголовок, кратко отражающий его содержание.

21. Текст отраслевого циркуляра и противоаварийного предписания состоит из двух частей - констатирующей и распорядительной.

В констатирующей части излагаются причины или обоснования цели выпуска циркуляра и предписания.

В распорядительную часть включаются:

- 1) исполнители задания;
- 2) выполняемые мероприятия со сроком их исполнения, с указанием раздела, главы или пункта действующих правил или другого нормативного документа.

22. Распорядительная часть циркуляра или предписания начинается после слова "обязывает".

23. При составлении распорядительной части циркуляра и предписания не применяются обороты "усилить", "ускорить", "принять меры", "принять к исполнению" и не включаются неконтролируемые поручения без срока исполнения.

24. Текст распорядительной части циркуляра и предписания разбивается на пункты и подпункты, обозначаемые арабскими цифрами, например: 1, 2 и так далее или 3.1, 3.2 и так далее.

Каждый пункт начинается с абзаца и пишется с прописной буквы.

25. В пунктах распорядительной части документа содержатся задания по конструктивным изменениям или замене отдельных элементов оборудования (устройств, систем), изменению схем, дополнительному оснащению или проведению других мероприятий на конкретном оборудовании, не предусмотренных требованиями действующих нормативных документов, поручения конкретным организациям-исполнителям по разработке и выпуску изменений действующих отраслевых нормативных документов.

26. В распорядительную часть циркуляров не вносятся задания, для выполнения которых требуются дополнительные крупные или специальные инвестиционные вложения.

27. При необходимости на документе указывается срок действия.

При определении сроков исполнения избегаются применения выражений "постоянно", "периодически", "регулярно".

28. Если для выполнения задания необходимы режимные мероприятия (останов оборудования, вывод его в ремонт и так далее), то срок исполнения указывается с учетом проведения этих мероприятий, например: "в ближайший капитальный ремонт".

29. Действие циркуляра и предписания прекращается по окончании установленного срока действия или при выходе другого распорядительного документа по этому вопросу.

30. Действие выпущенных ранее документов пересматривается при выпуске очередного сборника распорядительных документов по эксплуатации энергосистем.

Глава 6. Требования к оформлению документов

31. Циркуляр выпускается с реквизитами:

- 1) заголовок (краткое содержание и цель выпуска);
- 2) срок действия (при необходимости);
- 3) подписи руководителей организации, подготовивших циркуляр;
- 4) фамилию и телефон исполнителя;
- 5) список рассылки.

32. Предписания выпускается с реквизитами:

- 1) заголовок (краткое содержание и цель выпуска);
- 2) срок действия (при необходимости);

- 3) подписи руководителей организаций, подготовивших документ;
- 4) фамилию и телефон исполнителя;
- 5) список рассылки.

33. Форма предписания приведена в ГОСТ 7.32 - 2001 "Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и оформления".

Приложение 33
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода водорода на тепловых электростанциях

1. Настоящая Методика расчета норм расхода водорода на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) электрическая машина - электротехническое устройство, предназначенное для преобразования энергии на основе электромагнитной индукции и взаимодействия магнитного поля с электрическим током, содержащее, по крайней мере, две части, участвующие в основном процессе преобразования и имеющие возможность вращаться или поворачиваться относительно друг друга;

2) электростанция

— энергетический объект, предназначенный для производства электрической и тепловой энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

3) водород - бесцветный горючий газ без запаха.

Примечание: Плотность водорода при нормальных условиях равна 0,09 килограмм/кубический метр (далее - кг/м³), плотность по воздуху - 0,07 кг/м³, теплота сгорания — 28670 килокалорий/килограмм, минимальная энергия зажигания - 0,017 мега Джоуль. С воздухом и кислородом образует взрывоопасную смесь.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Для охлаждения электрических машин (генераторов и синхронных компенсаторов) на тепловых электростанциях, теплоэлектроцентралях, гидроэлектростанциях или других промышленных объектах в диапазоне установленной мощности агрегатов от 30 до 300 мегаватт (далее

—
МВт) применяется водород в системах косвенного (поверхностного) или непосредственного (внутреннего) охлаждения обмоток статора и ротора, что позволяет повысить коэффициент полезного действия электрической машины по сравнению с воздушным охлаждением.

4. Для выработки водорода в водородном хозяйстве всех электростанций используются электролизеры, после которых водород поступает в водородные ресиверы, где накапливается для последующей подачи в генераторы для эксплуатационных продувок, подпиток или заполнения газового объема генератора после ремонта.

5. Чистота водорода, вырабатываемого электролизной установкой, высокая, не ниже 99 %, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее

—
Правила технической эксплуатации).

6. В генераторах требования по чистоте водорода немного ниже и составляют от 95 до 98 % для различных типов генераторов, согласно Правилам технической эксплуатации.

Для поддержания заданной частоты водорода периодически производится продувка газового объема генератора со сбросом водорода в атмосферу, также в атмосферу иногда выполняется сброс избыточного давления в ресиверах хранения водорода, которое меняется в зависимости от температуры наружного воздуха, для предотвращения отключения электролизной действием защиты по повышению давления водорода.

7. При плановом или неплановом выводе генератора или других элементов водородного хозяйства электростанции в ремонт производится сброс водорода в атмосферу путем его вытеснения углекислотой, азотом или аргоном. Нормируют суточную утечку водорода в каждом генераторе не более 5%, а также суточный расход с учетом продувок не более 10 %, от общего количества газа в генераторе при рабочем давлении, согласно Правилам технической эксплуатации. Первая норма 5%, жестко контролируется на электростанциях, так как связана с качеством работы масляных уплотнений генератора -плотностью газоохладителей и газовой плотностью арматуры и трубопроводов водородного хозяйства. Вторая величина 10 %, фактически не

контролируется, так как не требуется останова основного оборудования и влияет только на величину затрат электроэнергии на собственные нужды. Фактический суточный расход водорода превышает плановый.

7. Все работающие и находящиеся в резерве на электростанции генераторы находятся под рабочим давлением водорода, величина суточного расхода водорода на электростанции получается значительной. Например, для теплоэлектроцентрали, на которой имеются четыре генератора (два ТВ-60 и два ТВФ-60 и ТВФ-120), эксплуатируются два электролизера типа СЭУ-4М, номинальной производительностью водорода 2 кубических метра/час (далее - м³/ч) и максимальной производительностью - 4 м³/ч. Согласно расчетных данных, исходя из газовых объемов генераторов и рабочего давления водорода в них, суточный расход водорода на электролизной составляет 2 м³/ч, фактически в летнее время находится в работе 1 электролизер, а в зимнее время 2 электролизера с номинальной нагрузкой. Фактический суточный расход водорода составляет около 3 м³/ч, из которого только 1 м³/ч расхода приходится на восполнение неплановой утечки водорода в нормируемых границах 5%. Поэтому расход водорода, который бесцельно выбрасывается в окружающую среду, в данном случае составляет около 2 м³/ч.

8. Количество водорода, необходимого для заполнения газовой системы охлаждения 2,5 - 3 от объема газовой системы.

9. Минимальный запас водородных баллонов для перевода генератора на водородное охлаждение указывается для каждого генератора в инструкциях завода-изготовителя, по эксплуатации системы охлаждения генератора.

Пример, для генератора мощностью 150 МВт минимальное количество водородных баллонов составляет 120 (емкость баллона 40 литров).

10. Промежуточный газ при переходе на работу с воздушным охлаждением вытесняется сжатым воздухом, который подается в корпус генератора от компрессора через фильтр-осушитель, установленный на газовом посту. Чистота водорода в баллонах соответствует не менее 99,5%.

11. Водород расходуется на пополнение утечек и продувку для поддержания необходимой чистоты газа, а также на заполнение корпуса генератора при проведении переходных режимов. Нормы расхода для поддержания заданной чистоты водорода приведены в таблице 1 согласно приложению к настоящей Методике.

12. Расход водорода на проведение переходных режимов приведен в таблице 2 согласно приложению к настоящей Методике и определен из расчета необходимости двух заполнений каждого генератора в год при неподвижном роторе.

13. Суточная утечка водорода в генераторе, определенная по формуле (1), соответствует не более 5%, а суточный расход с учетом продувок для поддержания

чистоты водорода, согласно пункту 17 настоящей Методики - не более 10% от общего количества газа в машине при рабочем давлении.

14. Суточный расход водорода в синхронном компенсаторе соответствует не более 5% общего количества газа в нем.

15. Значение суточной утечки воздуха в процентах определяется по формуле:

$$\Delta V = 100 \left[1 - \frac{P_n (273 + t'_n)}{P_k (273 + t'_k)} \right] \quad (1)$$

где P_n и P_k - абсолютное давление в системе водородного охлаждения в начале и в конце испытания, МПа;

t'_n

и

t'_k

- температура воздуха в корпусе генератор в начале и конце испытания, градус

Цельсия (далее

—

°С).

Вычисленная по формуле (1) суточная утечка воздуха не превышает 1,5%.

16. В поступающем в генератор водороде содержание кислорода по объему не более 0,5%.

17. Содержание водорода в охлаждающем газе в корпусах генераторов с непосредственным водородным охлаждением обмоток и синхронных компенсаторов с непосредственным и косвенным водородным охлаждением не менее 98%, в корпусах генераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода 50 кило Паскаль (далее

—

кПа) и выше - 97%, при избыточном давлении водорода до 50 кПа - 95%.

18. Содержание кислорода в газе у турбогенераторов с водородным охлаждением всех типов и синхронных компенсаторов, не превышает при эксплуатации 1,2%, а при вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта при чистоте водорода 98 и 97% - соответственно 0,8 и 1,0%, в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки - не более 2%.

19. В газовой системе турбогенератора, в которой происходит постоянная циркуляция газа (корпус генератора, трубопроводы осушителя, импульсные трубки газоанализатора), проверяется его влажность. При этом температура точки росы

водорода в корпусе турбогенератора при рабочем давлении ниже, чем температура воды на входе в газоохладители, но не выше 15

С.

20. Температура точки росы воздуха в корпусе турбогенератора с полным водяным охлаждением не превышает значения, указанного в инструкции завода-изготовителя.

Приложение
к Методике расчета норм
расхода водорода на
тепловых электростанциях

Таблица 1.

Нормы расхода водорода для поддержания заданной чистоты

Серия или тип генератора	Номинальная мощность, МВт	Тип уплотняющих устройств	Избыточное давление водорода, атм	Норма расхода водорода, не более		
				Кубический метр/сутки (далее - м ³ /сут)	Кубический метр/год (далее - м ³ /г)	Баллонов в год (40 литров, 150 атм)
ТВ2, ТГВ, ТВС	30	Торцовый	До 1	7	2450	410
ТВ, ТВ2 с косвенным охлаждением	50-100	Кольцевой и торцевой	До 1,5	12	4200	700
ТВФ с форсированным водородным охлаждением	60-100	Торцевой	До 2	15	5300	880
ТВ2 с косвенным охлаждением	150	Кольцевой и торцевой	До 1,5	20	7000	1160
ТВФ и ТВВ с форсированным и непосредственным водородным охлаждением	150 - 200	Торцевой	До 3	20	7000	1160
ТГВ -200 с непосредственным водородным охлаждением	200	Торцевой	3	40	14000	2340

*Норма расхода водорода дана из условия необходимости поддержания чистоты водорода в генераторах:

1) серия ТВФ, ТВВ и ТГВ (исключая ТГВ-25) - не ниже 98%;

2) с косвенным охлаждением при давлении до 0,5 - 1 атм. - не ниже 97%;

3) при давлении до 0,5 атм. Не ниже 95%.

Таблица 2.

Расход водорода на проведение переходных режимов

Т и п генератора	Объем корпуса с вставленным ротором, кубический метр (далее - м ³)	Избыточное давление водорода, атмосфер	Расход водорода на одно заполнение, м ³	Количество заполнений в год	Расход водорода для заполнения генераторов	
					м ³ /г	Баллонов в год (40 литров, 150 атмосфер)
ТВ2-30-2 ТВС-30 ТГВ-25	26	1	70	2	140	24
ТВ-50-2 ТВ-60-2	50	2	175	2	350	58
ТВФ-60 ТВФ-100	50	2	175	2	350	58
ТВ-100-2	70	1	175	2	350	58
ТВ2-100-2	65	1,5	195	2	390	65
ТВ2-150-2	100	1,5	300	2	600	100
ТВВ-165-2	53	3	240	2	480	80
ТВВ-200-2	56	3	250	2	500	84
ТВВ-320-2	87	3	392	2	784	131
ТВФ-200-2	80	2	280	2	560	94
ТГВ-200	70	3	315	2	630	105
ТГВ-300	75	3	340	2	680	113
ТВВ-500-2	100	4,5-5	450	2	900	150

Приложение 34
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода углекислого газа на тепловых электростанциях

1. Настоящая Методика расчета норм расхода углекислого газа на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

9) электрическая машина - электротехническое устройство, предназначенное для преобразования энергии на основе электромагнитной индукции и взаимодействия магнитного поля с электрическим током, содержащее, по крайней мере, две части, участвующие в основном процессе преобразования и имеющие возможность вращаться или поворачиваться относительно друг друга;

10) генератор

—
вращающаяся электрическая машина, предназначенная для преобразования механической энергии в электрическую;

11) электростанция

—
энергетический объект, предназначенный для производства электрической и тепловой энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование.

12) углекислый газ (CO₂)

—
это бесцветный, не имеющий запаха, негорючий и слабокислотный сжиженный газ.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Наряду с положительными свойствами водорода как охлаждающего рабочего тела он имеет и отрицательные свойства. Главным отрицательным свойством водорода является его взрывоопасность. Смесь водорода с воздухом взрывоопасна. Поэтому заполнение корпуса генератора водородом или воздухом производится путем полного вытеснения воздуха или водорода каким-то третьим промежуточным газом. В качестве такого промежуточного газа используется углекислый газ.

4. Длительная работа генератора на углекислом газе не допускается, он вступает в соединение с влагой, которая всегда имеется в корпусе генератора. Продукт реакции углекислоты с влагой откладывается на частях генератора и загрязняет детали, ухудшая отвод тепла от генератора. Углекислый газ применяется только для вытеснения воздуха и водорода из корпуса во время пуска и остановки генератора.

5. При заполнении системы охлаждения водородом углекислый газ полностью вытесняется из корпуса генератора. При остановке генератора на ремонт водород, заполняющий корпус, вытесняется углекислым газом, а последний в свою очередь вытесняется воздухом.

6. Баллоны с углекислым газом и водородом устанавливаются на газовом посту системы охлаждения генератора. Промежуточный газ при переходе на работу с воздушным охлаждением вытесняется сжатым воздухом, который подается в корпус

генератора от компрессора через фильтр-осушитель, установленный также на газовом посту. Чистота углекислого газа при его объемном содержании не менее 98%, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

7. Количество углекислого газа, необходимого для вытеснения воздуха из системы, составляет около 2,0 - 2,5 от объема газовой смеси.

8. Минимальный запас углекислотных баллонов для перевода генератора на водородное охлаждение указывается для каждого генератора в инструкциях по эксплуатации системы охлаждения генератора.

Пример, для генератора мощностью 150 мегаватт (далее – МВт) минимальное количество углекислотных баллонов составляет 50 (емкость баллона 40 литров).

9. Заполнение системы охлаждения генератора газом производится по специальной инструкции, которая устанавливает последовательность и продолжительность всех операций по заполнению корпуса газом и порядок проведения анализов на процентное содержание газа в системе охлаждения.

Процесс вытеснения водорода или воздуха из корпуса генератора является продолжительным и занимает, например, для турбогенератора мощностью 100 МВт около 5 - 6 часов, а у генераторов мощностью 200 МВт 10 - 11 часов.

10. Углекислый газ применяется на электростанциях в качестве промежуточной среды при вытеснении воздуха водородом и водорода воздухом.

11. При двух вытеснениях водорода и воздуха в год нормы расхода углекислого газа генераторов приведены согласно таблице приложения к настоящей Методике.

Приложение
к Методике расчета норм
расхода водорода на тепловых
электростанциях

Нормы расхода углекислого газа

Тип генератора	Объем корпуса и газопроводов, кубический метр (далее -м ³)	Норма расхода углекислого газа, не более		
		Кубический метр/год (далее - м ³ /г)	Килограмм/год (далее - кг/г)	Баллонов в год (40 литров)
ТВС-30, ТГВ-25, ТВ2-30-2	26	168	336	34
ТВ-50-2, ТВ-60-2, ТВФ-60-2, ТВФ-100-2	50	300	600	60
ТВ2-100-2	65	390	780	78

ТВ-100-2	70	420	840	84
ТВ2-150-2	100	600	1200	120
ТВВ-165-2	53	315	630	63
ТВВ-200-2	56	335	670	67
ТВВ-320-2	87	522	1044	105
ТВФ-200-2	80	480	960	96
ТГВ-200	70	420	840	84
ТГВ-300	75	450	900	90
ТВВ-500-2	100	600	1200	120

Примечание. При определении потребности в углекислом газе генераторов необходимо учитывать дополнительный расход на выполнение переходных режимов.

Приложение 35
приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и применяются для обеспечения надежного функционирования устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) тепловых электростанций.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Для устройств РЗА и аппаратуры других типов, не рассматриваемых в настоящих Методических указаниях, работы по техническому обслуживанию (далее

– ТО) проводятся в соответствии с указаниями изготовителей и с учетом основных положений настоящих Методических указаний.

3. Период эксплуатации или срок службы устройства до списания определяется моральным либо физическим износом устройства до такого состояния, когда восстановление его становится нерентабельным. В срок службы устройства, начиная с проверки при новом включении, входят, как правило, несколько межремонтных периодов, каждый из которых может быть разбит на характерные с точки зрения надежности этапы: период приработки (начальный период эксплуатации), период

нормальной эксплуатации (период, в котором параметр потока отказов является практически постоянным) и период износа (период деградации, в котором параметр потока отказов начинает возрастать).

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) работоспособное состояние

состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

2) отказ

это событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта;

3) параметр потока отказов

это вероятное количество отказов в единицу времени;

4) постепенный отказ

результат постепенного изменения одного или нескольких параметров объекта или состояния его элементов из-за протекания различных механических, физических и химических процессов с течением времени эксплуатации;

5) внезапный отказ

скачкообразное изменение значений одного или нескольких параметров объекта;

6) приработочный отказ

отказ, происходящий в начальный период эксплуатации, вызванный недостатками технологии производства и недостаточным контролем качества комплектующих изделий и объектов в целом при их изготовлении. Для устройств РЗА причинами приработочных отказов могут быть также ошибки при монтаже и наладке, некачественное проведение наладки. Для микропроцессорных (далее

МП) устройств защиты причинами приработочных отказов могут быть ошибки конфигурирования, либо ошибки внутреннего программного обеспечения терминалов, не выявленные в ходе заводских испытаний и наладочных испытаний устройств.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Виды технического обслуживания устройств РЗА

5. Устанавливаются следующие виды планового технического обслуживания устройств РЗА и автоматики:

- 1) проверка при новом включении (далее
—
Н) (наладка);
- 2) первый профилактический контроль (далее
—
К1);
- 3) профилактический контроль (далее
—
К);
- 4) профилактическое восстановление (ремонт) (далее
—
В);
- 5) тестовый контроль (далее
—
ТК);
- 6) опробование (далее
—
О);
- 7) технический осмотр (далее
—
ОСМ).

6. Кроме того, в процессе эксплуатации могут проводиться следующие виды внепланового технического обслуживания:

- 1) внеочередная проверка;
- 2) послеаварийная проверка.

7. Проверки при новом включении устройств РЗА, в том числе вторичных цепей, измерительных трансформаторов и элементов приводов коммутационных аппаратов, относящихся к устройствам РЗА, проводятся:

- 1) перед включением вновь смонтированных устройств;
- 2) после реконструкции действующих устройств, связанной с установкой новой дополнительной аппаратуры, переделкой находящейся в работе аппаратуры, или после монтажа новых вторичных цепей.

8. Если проверка при новом включении проводилась сторонней наладочной организацией, включение новых и реконструированных устройств без приемки их персоналом РЗА эксплуатирующей организации не допускается.

9. Задачей технического обслуживания в период приработки с учетом особенностей РЗА является как можно более быстрое выявление приработочных отказов и предотвращение отказов функционирования по этой причине.

10. Для устройств РЗА приработочные отказы наиболее характерны в начальный период эксплуатации. В остальные межремонтные периоды они возникают значительно реже.

11. Период приработки устройства РЗА начинается с проведения наладочных работ перед включением устройства в эксплуатацию, которые при тщательном их выполнении обеспечивают выявление и устранение большей части приработочных отказов.

12. Однако всегда имеется вероятность, что какие-то дефекты не будут обнаружены или появятся после проведения наладки. Кроме того, при наладке могут не проявиться скрытые дефекты элементов, которые выявятся спустя некоторое время после ввода устройства в эксплуатацию. К ним могут быть отнесены, например, ослабленная межвитковая изоляция обмоток реле и трансформаторов, наличие надломов в проволочных сопротивлениях, скрытые дефекты в радиоэлектронной и МП аппаратуре.

13. Таким образом, с окончанием наладочных работ и вводом устройства в эксплуатацию период приработки не может считаться законченным. Необходимо проведение через некоторое время после наладки еще одной проверки, после которой, с достаточно большой вероятностью, можно считать, что приработочные отказы выявлены и устранены. Такая проверка названа первым профилактическим контролем. Срок проведения этого контроля определяется, в основном, двумя противоречивыми факторами. С одной стороны, необходимо некоторое время для проявления скрытых дефектов и, следовательно, чем больше это время, тем вероятнее их проявление. С другой стороны, с увеличением интервала между включением устройства в эксплуатацию и первым профилактическим контролем увеличивается вероятность отказа функционирования устройства.

14. Задачей технического обслуживания в период износа является своевременное профилактическое восстановление или замена изношенных элементов устройства с тем, чтобы предотвратить резкое возрастание параметра потока отказов. Соответствующий вид технического обслуживания с учетом ремонтпригодности подавляющего большинства элементов устройств РЗА назван профилактическим восстановлением.

15. Периодичность профилактического восстановления устройства определяется периодичностью восстановления его элементов, которая, в свою очередь, определяется ресурсом этих элементов. Ресурс различных элементов неодинаков, однако, учитывая специфику условий эксплуатации устройств РЗА, приходится совмещать сроки профилактических восстановлений разных элементов, подверженных различным по скорости процессам старения (износа).

16. Периодичность профилактического восстановления устройства РЗА целесообразно определять ресурсом большей части аппаратуры и элементов этого устройства.

17. Для быстроизнашивающихся электромеханических реле (имеющих малый ресурс) восстановление проводится также и при проведении очередного профилактического контроля.

18. Задачей технического обслуживания в период нормальной эксплуатации, то есть между двумя восстановлениями, является выявление и устранение возникших отказов и изменений параметров устройства с целью предотвращения возможных отказов функционирования. Соответствующие виды технического обслуживания называются профилактическим контролем и тестовым контролем.

19. Профилактический контроль заключается в проверке работоспособности всего устройства РЗА.

20. Тестовый контроль как дополнительный вид технического обслуживания применяется для микроэлектронных устройств, имеющих соответствующие встроенные средства. При тестовом контроле осуществляются, как правило, проверка работоспособности части устройства.

21. Периодичность профилактического и тестового контроля определяется рядом факторов:

- 1) параметром потока отказов;
- 2) параметром потока требований к функционированию;
- 3) ущербом от отказа функционирования устройства РЗА;
- 4) затратами на проведение профилактического контроля;

5) вероятностью ошибок персонала в процессе проведения профилактического контроля.

22. Кроме профилактического контроля, в период нормальной эксплуатации предусмотрено, при необходимости, проведение периодических **опробований**.

23. Назначением периодических опробований является дополнительная проверка работоспособности наименее надежных элементов устройств РЗА: реле времени с часовым механизмом, технологических датчиков, приводов коммутационных аппаратов (исполнительных механизмов).

24. При частичном изменении схем или реконструкции устройств РЗА, при восстановлении цепей, нарушенных в связи с ремонтом основного оборудования, при необходимости изменения уставок или характеристик реле и устройств, проводятся **внеочередные проверки**. Внеочередная проверка выполняется также при изменении параметрирования МП терминала РЗА (изменении конфигурации, уставок и так далее).

25. Послеаварийные проверки проводятся для выяснения причин неправильных действий устройств РЗА.

26. Периодически проводятся внешние **технические осмотры** аппаратуры и вторичных цепей, проверка положения переключающих устройств и испытательных блоков.

Глава 3. Периодичность технического обслуживания устройств РЗА

27. Все устройства РЗА, включая вторичные цепи, измерительные трансформаторы и элементы приводов коммутационных аппаратов, относящиеся к устройствам РЗА, периодически подвергают техническому обслуживанию.

28. В зависимости от типа устройств РЗА и условий их эксплуатации в части воздействия различных факторов внешней среды цикл технического обслуживания установлен от трех до восьми лет.

29. Под циклом технического обслуживания понимается период эксплуатации устройств между двумя ближайшими профилактическими восстановлениями, в течении которого выполняются в определенной последовательности установленные виды технического обслуживания, предусмотренные настоящими Методическими указаниями.

30. Для устройств РЗА цикл технического обслуживания принят равным восьми годам для устройств на электромеханической элементной базе и микропроцессорных устройств и шести годам

—
для устройств на микроэлектронной базе.

31. Цикл технического обслуживания определяется в зависимости от ресурсов и условий эксплуатации всех элементов, обеспечивающих надежную работу устройств РЗА (измерительных цепей, цепей оперативного тока высокочастотного (далее

—
ВЧ) приемопередатчика и так далее).

32. Для устройств РЗА подстанций цикл технического обслуживания также зависит от категорий помещений, в которых они установлены:

1) к I категории относятся сухие отапливаемые помещения с наличием незначительной вибрации и запыленности, в которых отсутствуют ударные воздействия (щиты управления, релейные щиты);

2) помещения II категории характеризуются большим диапазоном колебаний температуры окружающего воздуха, незначительной вибрацией, наличием одиночных ударов, возможностью существенного запыления (панели распределительного устройства собственных нужд (далее

—
РУСН) 0,4 киловольт (далее

—
кВ), релейные отсеки комплектного распределительного устройства (далее

—
КРУ) 6-10 кВ);

3) помещения III категории характеризуются наличием постоянной большой вибрации (зоны вблизи вращающихся машин).

33. Цикл технического обслуживания устройств РЗА в зависимости от категории помещения, где установлено устройство, принят равным соответственно восьми, шести и трем годам.

34. Цикл технического обслуживания расцепителей автоматических выключателей всех типов принят равным шести годам.

35. Продолжительность циклов технического обслуживания устройств РЗА решением главного инженера предприятия может быть увеличена или сокращена в зависимости от конкретных условий эксплуатации с момента ввода в работу, фактического состояния каждого конкретного устройства, и квалификации обслуживающего персонала РЗА.

36. Допускается, с целью совмещения проведения технического обслуживания устройств РЗА с ремонтом основного оборудования, перенос запланированного вида технического обслуживания на срок до двух лет. При этом сроки испытаний вторичных цепей согласуются со сроками текущих ремонтов основного оборудования.

37. При трехлетней продолжительности цикла технического обслуживания профилактический контроль между профилактическими восстановлениями, как правило, не проводится.

38. Первый профилактический контроль устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации проводится через 10-15 месяцев после ввода устройства в эксплуатацию.

39. Для таких устройств вторичных соединений, как дистанционное управление, сигнализация, блокировка, проводятся профилактические восстановления, опробования и осмотры с периодичностью, установленной для соответствующих устройств РЗА.

40. Тестовый контроль для устройств на микроэлектронной базе проводится не реже одного раза в 12 месяцев.

41. Для устройств РЗА на микроэлектронной базе встроенными средствами тестового контроля, как правило, предусматривается тренировка перед первым включением в эксплуатацию. Тренировка заключается в подаче на устройство на 3-5 суток оперативного тока и, при возможности, рабочих токов и напряжений; устройство при этом включается с действием на сигнал. По истечении срока тренировки производят тестовый контроль устройства, и при отсутствии каких-либо неисправностей устройство РЗА перевести на отключение.

42. При невозможности проведения тренировки первый тестовый контроль проводят в срок до 2 недель после ввода в эксплуатацию.

43. Периодичность технических осмотров аппаратуры и вторичных цепей устанавливается персоналом РЗА в соответствии с местными условиями, но не реже 2 раз в 1 год.

44. Опробование устройств автоматического включения резерва (далее

АВР) вводов питания собственных нужд (далее

—
СН) проводится оперативным персоналом не реже одного раза в год.

45. Необходимость и периодичность проведения опробований других устройств РЗА, определяется местными условиями, и утверждаются решением главного инженера предприятия.

46. Правильная работа устройств в трехмесячный период до намеченного срока может быть засчитана за проведение очередного опробования.

47. Периодичность проведения предусмотренных настоящими Методическими указаниями видов технического обслуживания приведена в таблице 1 в приложении к настоящим Методическим указаниям.

48. Указанные в таблице 1 в приложения к настоящим Методическим указаниям циклы технического обслуживания относятся к периоду эксплуатации устройств РЗА в пределах полного срока службы. Техническими условиями на устройства РЗА на электромеханической и микроэлектронной базе средний полный срок службы установлен равным 12 годам. Срок службы МП устройств РЗА, определяемый технической документацией изготовителей МП терминалов, установлен равным 20 годам.

49. По опыту эксплуатации фактический срок службы устройств РЗА на электромеханической элементной базе, при нормальных условиях эксплуатации и проведении установленного технического обслуживания, составляет не менее 25 лет. По микроэлектронным устройствам указанный срок составляет не менее 12 лет. По МП устройствам РЗА фактический срок службы не определен ввиду недостаточного опыта их использования.

50. Эксплуатация устройств РЗА сверх установленных сроков службы возможна при удовлетворительном состоянии аппаратуры и соединительных проводов этих устройств и, при необходимости, сокращении цикла технического обслуживания.

Глава 4. Программы работ при техническом обслуживании устройств РЗА

51. Программы составлены на все виды планового технического обслуживания устройств РЗА. Программы являются общими для всех устройств РЗА и определяют последовательность и объемы работ при проверках этих устройств.

Параграф 1. Новое включение

52. Подготовительные работы включают:

1) подготовку необходимой документации (принятых к исполнению схем, заводской документации на реле и оборудование, инструкций, форм протоколов, уставок защит и автоматики, программ);

2) подготовку испытательных устройств, измерительных приборов, соединительных проводов, запасных частей и инструмента;

3) допуск к работе;

4) отсоединение всех цепей связи на рядах зажимов проверяемого устройства (панели, шкафа) с другими устройствами.

53. При внешнем осмотре производится чистка кожухов аппаратуры, монтажных проводов и рядов зажимов от пыли.

54. При осмотре проверяются:

1) выполнение требований согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) и Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851) и других руководящих документов, относящихся к налаживаемому устройству и к отдельным его узлам, и соответствие проекту установленной аппаратуры и контрольных кабелей;

2) надежность крепления и правильность установки панели, шкафа, ящика, аппаратуры;

3) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;

4) качество окраски панелей, шкафов, ящиков и других элементов устройства;

5) состояние монтажа проводов и кабелей, контактных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шинок, шпильках реле, испытательных блоках, резисторах, и надежность паек всех элементов;

6) правильность выполнения концевых разделок контрольных кабелей, уплотнений проходных отверстий;

7) состояние уплотнений дверок шкафов, кожухов, вторичных выводов трансформаторов тока и напряжения и так далее;

8) состояние и правильность выполнения заземлений цепей вторичных соединений и металлоконструкций;

9) состояние электромагнитов управления и блок-контактов разъединителей, выключателей, автоматов и другой коммутационной аппаратуры;

10) наличие и правильность надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, наличие и правильность маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

55. Проверка соответствия проекту смонтированных устройств, включает:

1) фактическое исполнение соединений между кассетами, блоками, модулями, реле, переключателями и другими элементами на панелях, в шкафах, ящиках с одновременной проверкой правильности маркировки;

2) фактическое исполнение всех цепей связи между проверяемым устройством и другими устройствами РЗА, управления, сигнализации. Одновременно проводится проверка правильности маркировки жил кабелей.

56. При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры производятся:

- 1) проверка состояния уплотнения кожухов и целостности стекол;
- 2) проверка наличия и целостности деталей, правильности их установки и надежности крепления;
- 3) чистка от пыли и посторонних предметов;
- 4) проверка надежности контактных соединений и паек (которые можно проверить без разборки элементов, узла);
- 5) проверка затяжки болтов, стягивающих сердечники трансформаторов, дросселей;
- 6) проверка состояния изоляции соединительных проводов и обмоток аппаратуры;
- 7) проверка состояния контактных поверхностей;
- 8) проверка механических характеристик аппаратуры (люфтов, зазоров, провалов, растворов, прогибов и пр.).

57. Предварительная проверка сопротивления изоляции состоит из измерения сопротивления изоляции отдельных узлов устройств РЗА (трансформаторов тока и напряжения, приводов коммутационных аппаратов, контрольных кабелей, панелей защит и так далее).

58. Измерение производится мегаомметром на 1000 вольт (далее

В):

- 1) относительно земли;
- 2) между отдельными группами электрически не связанных цепей (тока, напряжения, оперативного тока, сигнализации);
- 3) между фазами в токовых цепях, где имеются реле или устройства с двумя и более первичными обмотками;
- 4) между жилами кабеля газовой защиты;
- 5) между жилами кабеля от трансформаторов напряжения до автоматических выключателей или предохранителей.

59. Проверка взаимодействия элементов устройства выполняется при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения. Правильность взаимодействия реле защиты и автоматики, управления и сигнализации проверяется в соответствии с принципиальной схемой при срабатывании или возврате реле (от руки).

60. Обратит особое внимание при проверке на:

- 1) отсутствие обходных цепей;
- 2) правильность работы устройства при различных положениях накладок, переключателей, испытательных блоков, рубильников и так далее;

3) исключение возможности воздействия на устройства и коммутационные аппараты других присоединений.

61. Для устройств на микроэлектронной базе проверка взаимодействия элементов производится с помощью устройства тестового контроля.

62. После окончания проверки производится подключение жил кабелей, связывающих проверяемое устройство с другими устройствами, к рядам зажимов проверяемого устройства, за исключением цепей связи с устройствами, находящимися в работе. Подключаемые жилы кабелей с противоположной стороны отключают.

63. Измерение и испытание изоляции устройств в полной схеме производятся при закрытых кожухах, крышках, дверцах и так далее.

64. До и после испытания электрической прочности изоляции производится измерение сопротивления изоляции мегаомметром на 1000 В относительно земли каждой из групп электрически не связанных цепей вторичных соединения. Испытание электрической прочности изоляции производится напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин относительно земли.

65. Комплексная проверка устройств проводится при номинальном напряжении оперативного тока при подаче на устройство параметров аварийного режима от постороннего источника и полностью собранных цепях устройств при закрытых кожухах реле, при этом возможность воздействия на другие устройства РЗА и коммутационные аппараты исключается.

66. При комплексной проверке производится измерение полного времени действия каждой из ступеней устройства, в том числе по цепям ускорения, и проверяется правильность действия сигнализации.

67. Ток и напряжение, соответствующие аварийному режиму, подаются на все ступени и фазы (или все комбинации фаз) проверяемого устройства и соответствуют нижеприведенным:

1) для защит максимального действия
—
0,9 и 1,1 от уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания во втором случаях; для контроля времени действия
—
ток или напряжение, равные 1,3 уставки срабатывания.

68. Для защит с зависимой характеристикой проверяются две-три точки характеристики.

69. Для токовых направленных защит подается номинальное напряжение с фазой, обеспечивающей срабатывание реле направления мощности.

70. Для дифференциальных защит ток подается поочередно в каждое из плеч защиты;

1) для защит минимального действия

1,1 и 0,9 от уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания во втором случаях; для контроля времени действия

ток или напряжение, равные 0,8 уставки срабатывания.

71. Для дистанционных защит временная характеристика снимается для значений сопротивлений, равных $0Z_1$, $0,5Z_1$, $0,9Z_1$, $1,1Z_1$, $0,9Z_2$, $1,1Z_2$, $0,9Z_3$, $1,1Z_3$. Регулирование выдержки времени второй и третьей ступеней производится при сопротивлениях, равных соответственно $1,1Z_1$ и $1,1 Z_2$. Регулирование выдержки времени первой ступени (при необходимости) производится при сопротивлении $0,5Z_1$.

72. Проверяется правильность поведения устройств при имитации всех возможных видов короткого замыкания (далее

КЗ) в зоне и вне зоны действия устройств.

73. После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в цепях связи его с коммутационными аппаратами и другими устройствами не производятся.

74. Проверка устройств рабочим током и напряжением является окончательной проверкой схемы переменного тока и напряжения, правильности включения и поведения устройств.

75. Перед проверкой устройств выполняется:

1) осмотр всех реле, блоков, модулей, других аппаратов, рядов зажимов и перемычек на них;

2) проверка наличия заземлений в соответствующих цепях;

3) установка накладок, переключателей, испытательных блоков и других оперативных элементов в положения, при которых исключается воздействие проверяемого устройства на другие устройства и коммутационные аппараты;

4) проверка целостности токовых цепей (от нагрузочных устройств, от генератора на короткую, вторичными токами), и правильности сборки токовых цепей дифференциальных защит трансформаторов, токовых фильтровых защит.

76. При проверке рабочим током и напряжением проводятся:

1) проверка исправности всех токовых цепей измерением вторичных токов нагрузки в фазах и целостности нулевого провода;

2) проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения.

77. Цепи напряжения проверяются в следующем объеме:

1) измерение на ряде зажимов линейных и фазных напряжений и напряжения нулевой последовательности (измерение напряжения нулевой последовательности дополнительно производится непосредственно на выводах реле);

2) проверка чередования фаз напряжения;

- 3) проверка фазировки цепей напряжения проверяемого присоединения;
- 4) проверка правильности подключения цепей тока, каждой группы трансформаторов тока снятием векторной диаграммы и сверкой ее с фактическим направлением мощности в первичной цепи;
- 5) проверка работы устройств блокировок при неисправностях цепей напряжения поочередным отключением на ряде зажимов панели каждой из фаз, двух и трех фаз одновременно, и нуля (для тех типов блокировок, где это требуется);
- 6) проверка правильности работы и небалансов фильтров тока и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей, и комбинированных фильтров;
- 7) проверка правильности включения реле направления мощности и направленных реле сопротивления;
- 8) проверка правильности сборки токовых цепей дифференциальных защит измерением токов (напряжений) небалансов;
- 9) заключительная проверка правильности включения дифференциальнофазных защит, защит с ВЧ блокировкой, продольно-дифференциальных защит (в соответствии с объемами технического обслуживания конкретных типов устройств).

78. При подготовке устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации к включению выполняются:

- 1) повторный осмотр реле, режим которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;
- 2) проверка положения сигнальных элементов указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других устройств, которыми оперирует дежурный персонал, и перемычек на рядах зажимов;
- 3) проверка показаний приборов ВЧ приемопередатчиков, контрольных устройств;
- 4) инструктаж оперативного персонала по вводимым в работу устройствам и особенностям их эксплуатации, сдача этих устройств и инструкций по их обслуживанию оперативному персоналу;
- 5) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу. Оформление паспортов-протоколов устройства.

Параграф 2. Первый профилактический контроль

79. Подготовительные работы включают:

- 1) подготовка необходимой документации (исполнительных схем, действующих инструкций, паспортов-протоколов, рабочих тетрадей, карт уставок защит и автоматики, программ);
- 2) подготовка испытательных устройств, измерительных приборов, соединительных проводов, запасных частей и инструмента;

3) допуск к работе и принятие мер против возможности воздействия проверяемого устройства на другие устройства.

80. При внешнем осмотре производится чистка кожухов аппаратуры, монтажных проводов и рядов зажимов от пыли.

81. При осмотре проверяются:

1) надежность крепления панели, шкафа, ящика, аппаратуры;
2) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;

3) состояние монтажа проводов и кабелей, надежность контактных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шин, шпильках реле, испытательных блоках, резисторах, и надежность паяк всех элементов;

4) состояние уплотнений дверок шкафов, кожухов вторичных выводов трансформаторов тока и напряжения;

5) состояние электромагнитов управления и блок-контактов разъединителей, выключателей, автоматов и другой коммутационной аппаратуры;

6) состояние заземления вторичных цепей;

7) наличие и правильность надписей на панелях и аппаратуре, наличие маркировки кабелей и проводов.

82. Предварительная проверка заданных уставок производится (при закрытых кожухах) с целью определения работоспособности элементов и отклонения значений уставок от заданных.

83. Если при проверке уставок их значения выходят за пределы допустимых отклонений, выполняются анализ причин отклонения и устранение неисправности.

84. При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры производятся:

1) проверка состояния уплотнения кожухов и целостности стекол;

2) проверка состояния деталей и надежности их крепления;

3) чистка от пыли и посторонних предметов;

4) проверка надежности контактных соединений;

5) проверка состояния изоляции соединительных проводов и обмоток аппаратуры;

6) проверка состояния контактных поверхностей; при отсутствии на них механических повреждений, нагара, раковин, оксидной пленки чистка не производится;

7) проверка и (при необходимости) регулирование механических характеристик аппаратуры (люфтов, зазоров, провалов, растворов, прогибов и пр.).

85. Проверка электрических характеристик элементов проводится:

1) в объеме профилактического восстановления, если не производилась разборка или замена элементов;

2) в объеме нового включения, если такая разборка (замена) производилась.

86. Испытание изоляции допускается производить мегаомметром на 2500 В.

87. При подготовке устройств РЗА, управления и сигнализации к включению выполняются:

- 1) повторный осмотр реле, блоков, модулей, режим которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;
- 2) проверка положения сигнальных элементов указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других устройств, которыми оперирует дежурный персонал, и перемычек на рядах зажимов;
- 3) проверка показаний приборов ВЧ приемопередатчиков, контрольных устройств;
- 4) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

Параграф 3. Профилактическое восстановление

88. Производят подготовительные работы, предварительную проверку заданных уставок как при первом профилактическом контроле.

89. При внешнем осмотре производится чистка кожухов аппаратуры, монтажных проводов и рядов зажимов от пыли.

90. При осмотре проверяются:

- 1) надежность крепления панели, шкафа, ящика, аппаратуры;
- 2) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;
- 3) состояние окраски панелей, шкафов, ящиков и других элементов устройства;
- 4) состояние монтажа проводов и кабелей, надежность контактных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шин, шпильках реле, испытательных блоках, резисторах, и надежность паяк всех элементов;
- 5) состояние концевых разделок кабелей вторичных соединений;
- 6) состояние уплотнения дверок шкафов, кожухов выводов на стороне вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения и так далее;
- 7) состояние заземления вторичных цепей;
- 8) состояние электромагнитов управления и блок-контактов разъединителей, выключателей, автоматов и другой коммутационной аппаратуры;
- 9) наличие надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, наличие маркировки кабелей, жил кабелей и проводов.

91. При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры выполняются:

- 1) проверка состояния уплотнения кожухов и целостности стекол;
- 2) проверка состояния деталей и надежности их крепления;
- 3) чистка от пыли;
- 4) проверка надежности контактных соединений и паяк (которые можно проверить без разборки элементов, узла);

- 5) проверка затяжки болтов, стягивающих сердечники трансформаторов, дросселей;
- 6) проверка состояния изоляции соединительных проводов и обмоток аппаратуры;
- 7) проверка состояния контактных поверхностей; при отсутствии на них механических повреждений, нагара, раковин и оксидной пленки чистка не производится;
- 8) проверка и (при необходимости) регулирование механических характеристик аппаратуры (люфтов, зазоров, провалов, растворов, прогибов и пр.).

Параграф 4. Профилактический контроль

92. Производят подготовительные работы, предварительную проверку заданных уставок как при первом профилактическом контроле.

При внешнем осмотре выполняются:

- 1) чистка от пыли кожухов аппаратуры и монтажа;
- 2) осмотр состояния аппаратуры и монтажа;
- 3) осмотр внутренних элементов аппаратуры через смотровые стекла;
- 4) осмотр выходных реле при снятых кожухах.

93. При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры, подлежащей восстановлению, производятся:

- 1) проверка состояния деталей и надежности их крепления;
- 2) чистка от пыли;
- 3) проверка надежности контактных соединений и паек;
- 4) проверка состояния контактных поверхностей; при отсутствии на них механических повреждений, нагара, раковин и оксидной пленки чистка не производится;
- 5) проверка и (при необходимости) регулировка механических характеристик (люфтов, зазоров, провалов, растворов, прогибов, и пр.).

94. Производится измерение сопротивления изоляции каждой из групп электрически не связанных вторичных цепей относительно земли мегаомметром на 1000 В.

95. Комплексная проверка устройств проводится при номинальном напряжении оперативного тока при подведении к устройству параметров аварийного режима от постороннего источника и полностью собранных цепях устройств при закрытых кожухах реле; время действия защит при этом не измеряется.

96. Ток и напряжение, соответствующие аварийному режиму, подаются на все фазы (или все комбинации фаз) проверяемого устройства.

97. Для защит с зависимой характеристикой снимаются две-три точки характеристики; для дифференциальных защит ток поочередно подается в каждое из плеч защиты; на ступенчатые защиты подаются параметры аварийного режима, соответствующие одной точке первой зоны и одной точке вне зоны срабатывания

последней ступени; при этом проверяется соответственно срабатывание и несрабатывание всех ступеней защиты.

98. При комплексной проверке проверяется также правильность действия сигнализации.

99. При проверке действия выходных реле на коммутационный аппарат проводится проверка исправности цепи отключения (включения) действием на коммутационный аппарат от выходных реле и восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами.

100. Проверка устройств рабочим током и напряжением включает:

- 1) проверку обтекания током токовых цепей проверяемого устройства;
- 2) проверку наличия напряжения на проверяемом устройстве.

101. При подготовке устройства к включению производятся:

1) проверка положения сигнальных элементов указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других элементов;

2) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

Параграф 5. Тестовый контроль

102. Тестовый контроль проводится для устройств на микроэлектронной базе в соответствии с инструкцией изготовителя.

103. При проведении наладочных работ, первого профилактического контроля и профилактического восстановления устройств РЗА на микроэлектронной базе тестовый контроль проводится дважды

—
после проверки блока питания и после проверки устройства рабочим током и напряжением. При проведении профилактического контроля тестовый контроль проводится один раз

—
после проверки рабочим током и напряжением.

Параграф 6. Периодическое опробование

104. Подготовительные работы включают:

1) подготовку исполнительных схем, инструкций, паспортов-протоколов и рабочих тетрадей;

2) допуск к работе и принятие мер для исключения воздействия проверяемого устройства на другие устройства (разборка цепей).

105. Проверка работоспособности элементов устройства состоит в большинстве случаев из двух частей:

- 1) опробование элемента с действием на выходные реле;

2) опробование действия выходных реле на коммутационную аппаратуру.

106. Напряжение оперативного тока при периодическом опробовании принимается равным 0,8 номинального значения, если это легко достижимо.

107. При подготовке устройства к включению выполняются:

- 1) восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами;
- 2) проверка положения сигнальных элементов указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других оперативных элементов.

108. Результаты опробования и проверки оформляются в журнале релейной защиты

Параграф 7. Технический осмотр

109. При техническом осмотре визуально контролируют:

- 1) отсутствие внешних повреждений устройства и его элементов;
- 2) состояние креплений устройств на панелях, проводов на рядах зажимов и на выводах устройств;
- 3) наличие подписей и позиционных обозначений;
- 4) положение сигнальных элементов указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок и других элементов, состояние сигнальных ламп.

Глава 5. Объемы работ при техническом обслуживании микропроцессорных устройств РЗА

110. В данном разделе приведен обобщенный объем работ при техническом обслуживании, для всех типов МП устройств РЗА. Для конкретных типов устройств объем технического обслуживания может быть расширен, что определено в руководствах по эксплуатации устройств или в отдельных рекомендациях производителей, которые могут использоваться в качестве дополнения к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 1. Объем выполняемых работ при новом включении (наладке (Н))

111. Подготовительные работы:

1) подготовка и проверка полноты необходимой рабочей проектной документации, согласованной с соответствующим субъектом, выдавшим задание по настройке устройства РЗА, службами РЗА, для настройки и проверки устройств:

принципиальные (полные) схемы;

задание на параметрирование в составе:

- схема конфигурации (внутренней логики);

- таблицы параметрирования терминалов (бланки уставок);

- перечни дискретных и аналоговых сигналов для регистрации встроенными осциллографами и регистраторами событий;
- перечни сигналов светодиодной индикации;
- перечни сигналов для передачи в автоматизированную систему управления технологическим процессом (далее — АСУ ТП) (при наличии).

Кроме того, подготавливают схемы изготовителя на шкафы/панели, руководства по эксплуатации на устройства и программное обеспечение;

2) подготовка протокола проверки, программы проверки и рекомендации по техническому обслуживанию производителя устройства РЗА;

3) подготовка (установка) необходимого программного обеспечения для параметрирования и конфигурирования терминалов, проверка соответствия версий программного обеспечения и версий МП терминалов; подготовка необходимых кабелей и преобразователей для подключения компьютера к МП терминалам;

4) подготовка испытательных устройств, измерительных приборов, соединительных проводов, запасных частей и инструмента;

5) допуск к работе;

6) отсоединение всех цепей связи на рядах зажимов проверяемого устройства (панели, шкафа) с другими устройствами, в том числе, по цифровым каналам связи;

112. Внешний осмотр МП терминалов и всего оборудования шкафа на предмет:

1) отсутствия внешних следов ударов, повреждений, подтеков воды, в том числе, высохших;

2) отсутствия налета окислов на металлических поверхностях, отсутствия запыленности;

3) проверки состояния контактных поверхностей рядов зажимов входных и выходных сигналов, разъемов интерфейса связи;

4) отсутствия механических повреждений у элементов управления;

5) проверки соответствия типов, установленных в шкафу (панели) аппаратов заводской спецификации и проектной документации;

6) правильности выполнения концевых разделок контрольных кабелей, уплотнений проходных отверстий;

7) проверки состояния уплотнений дверок шкафов, кожухов и так далее;

8) проверки состояния и правильности выполнения заземлений цепей вторичных соединений и металлоконструкций;

9) наличия и правильности надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, наличие и правильность маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

113. Проверка механического крепления элементов оборудования шкафа, проверка затяжки винтовых соединений монтажа шкафа.

114. Измерение сопротивления изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) по отношению к корпусу и между собой:

- 1) входных цепей тока;
- 2) входных цепей напряжения;
- 3) цепей питания оперативным током;
- 4) входных цепей дискретных сигналов;
- 5) выходных цепей дискретных сигналов от контактов выходных реле.

115. Измерение производится мегаомметром на 1000 В, сопротивление изоляции не менее 10 мегаОм (далее МОм).

116. Испытание электрической прочности изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) по отношению к корпусу и между собой. Испытание проводится переменным напряжением 1000 В, частотой 50 Герц (далее Гц) в течение 1 минуты.

117. Анализ принципиальных схем, задания на параметрирование МП устройств РЗА на соответствие принятым проектным решениям и техническим характеристикам (функциям) устройства.

118. Задание требуемой конфигурации устройства РЗА. Загружаемая в МП терминал конфигурация согласуется в соответствии с подпунктом 1) пункта 111 настоящих Методических указаний.

119. Задание уставок и режимов работы (параметрирование) МП устройства РЗА. Загружаемые в МП терминал данные параметрирования согласуются в соответствии с подпунктом 1) пункта 111 настоящих Методических указаний.

120. Проверка порогов срабатывания задействованных дискретных входов приема сигналов от внешних устройств на соответствие технической документации изготовителя.

121. Проверка всех используемых режимов и уставок (параметров срабатывания), задействованных функций устройства РЗА в соответствии с заданным параметрированием, с подачей от проверочной установки токов, напряжений, дискретных управляющих сигналов. Проверка параметров (уставок) срабатывания и возврата каждого измерительного органа и функционального узла для задействованных функций, времени их действия, контроль состояния выходных реле, светодиодов при срабатывании, контроль выдаваемой по цифровому интерфейсу связи информации и ее прохождения в АСУ ТП. Функции, не задействованные в соответствии с заданием на параметрирование, не проверяются.

122. Проверке не подлежат параметры и характеристики функций устройства РЗА, определяемые принципом их действия (алгоритмом работы) и не регулируемые при параметрировании (собственные времена срабатывания измерительных органов, ток точной работы).

123. Допустимые значения максимальных отклонений уставок от заданных не превышают паспортные величины, приведенные в технической документации изготовителя МП терминала.

124. Проверка (в соответствии с программой, указанной в подпункте 2) пункта 111 настоящих Методических указаний) взаимодействия всех используемых функций и логических цепей терминала РЗА с контролем состояния всех контактов выходных реле, светодиодов и ламп сигнализации, с контролем выдаваемой по цифровому интерфейсу связи информации и ее прохождением в АСУ ТП. Проверка проводится путем создания условий для поочередного срабатывания каждой используемой функции и подачи необходимых сигналов на дискретные входы защиты. Анализ поведения МП терминала выполняется по выходным реле, осциллограммам и журналам событий внутреннего регистратора. Полученные осциллограммы и события в обязательном порядке прилагают к протоколам наладки.

125. Проверка функций регистрации событий, осциллографирования сигналов, определения места повреждения, отображения параметров защиты с подачей от проверочной установки токов, напряжений, дискретных управляющих сигналов.

126. Проверка отсутствия ложных действий при снятии и подаче напряжения оперативного тока с повторным включением, через интервал времени 100-500 миллисекунд (далее

—
мс), на рабочих значениях уставок, с подачей тока (напряжения), равного 0,8 от значения тока (напряжения) срабатывания (1,2 от значения сопротивления срабатывания).

127. Проверка управляющих функций РЗА с воздействием контактов выходных реле терминала в цепи управления коммутационными аппаратами (опробование действия защиты и автоматического повторного включения (далее

—
АПВ) на отключение и включение выключателей).

128. Проверка указанных воздействий производится отдельно для каждого электромагнита.

129. Проверка управления коммутационными аппаратами присоединения (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами) с помощью средств терминала (при наличии такой возможности).

130. После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в цепях связи его с коммутационными аппаратами и другими устройствами не производится.

131. Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых цепей выходных реле).

132. Проверка взаимодействия с другими РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых дискретных оптовоходов).

133. Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации с использованием цифровых каналов связи.

134. Проверка функционирования автоматизированного рабочего места (далее АРМ) релейного персонала, при наличии. Проверка выполняется совместно с персоналом соответствующего подразделения (АСУ, связь).

135. Проверка формирования сообщений от терминалов о нарушении обмена информацией по цифровым каналам связи и контроль отсутствия ложных срабатываний и формирования соответствующей сигнализации.

136. Проверка функционирования тестового контроля снятием и подачей напряжения питания с перезагрузкой терминала. Проверка результатов работы системы самодиагностики по статусу сигналов исправности отдельных блоков, каналов связи, синхронизации времени и так далее.

137. Проверка рабочим током и напряжением:

1) проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к МП терминалу с использованием устройства отображения (дисплея терминала) измеряемых значений по входным аналоговым каналам и сравнением их с заведомо правильными измерениями (например, щитовых приборов и второго терминала защиты и так далее);

2) проверка правильности включения по цепям напряжения органа контроля напряжения и синхронизма АПВ;

3) проверка правильности подключения токовой направленной защиты;

4) проверка правильности подключения дистанционной защиты;

5) проверка правильности включения измерительных органов противоаварийной автоматики (далее ПА);

6) двухсторонняя проверка правильности подключения дифференциальной защиты линии (далее ДЗЛ);

7) двухсторонняя проверка правильности подключения дифференциальнофазной защиты линии (далее

—
ДФЗ);

8) проверка правильности подключения дифференциальных защит станционного оборудования (Т, АТ, реакторов, шин, ошинок);

9) проверка поведения устройства блокировки при неисправностях в цепях напряжения (далее

—
БНН) при имитации нарушений и отключении цепей напряжения поочередным отключением одной, двух и трех фаз одновременно;

10) выполнение иных проверок, предусмотренных изготовителем при наладке и вводе терминала в работу.

138. После завершения работ по проверке МП терминала рабочим током и напряжением, перед сдачей устройства РЗА оперативному персоналу необходимо:

1) проверить соответствие параметрирования и конфигурирования. Особое внимание обратите на те функции, уставки (параметры), состояние или значение которых менялось при выполнении различных проверок;

2) произвести контроль значений текущих параметров и исправного состояния устройства по дисплею терминала, сигнальным элементам и сообщениям (сигналам) АСУ ТП;

3) выполнить очистку памяти встроенного регистратора (осциллографа), буфера событий (при наличии возможности), счетчиков отключений/включений (попыток АПВ) и квитирование светодиодной сигнализации.

139. При подготовке устройства к включению выполняются:

1) инструктаж оперативного персонала по вводимым в работу устройствам и особенностям их эксплуатации;

2) сдача этих устройств и их инструкций оперативному персоналу;

3) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу. Оформление паспортов-протоколов устройства.

Параграф 2. Приемка из наладки

140. При выполнении приемки из наладки принимающей стороной выполняются следующие работы.

141. Анализ принципиальных схем, задания на параметрирование МП устройств РЗА на соответствие согласованным в установленном порядке проектным решениям и техническим характеристикам (функциям) устройства.

142. Анализ выполненного в терминалах конфигурирования и параметрирования на предмет соответствия согласованным проектным решениям и выданным уставкам.

143. Работы по пунктам 121

136 настоящих Методических указаний наладки выполняются наладочной организацией под контролем принимающей стороны.

144. Работы по пунктам 136, 138 настоящих Методических указаний наладки выполняются принимающей стороной совместно с наладочной организацией.

145. По окончании приемки принимающей стороне передаются протоколы наладочных испытаний с отметкой результатов выполнения работ. В приложении к протоколу обязательно прилагаются бланки заданных в МП терминалах уставок и схемы конфигурации. Допускается выполнять распечатку заданных в МП терминалах уставок и конфигурации с помощью средств формирования отчетов программного обеспечения, предназначенного для конфигурирования и обслуживания терминалов.

146. После завершения всех работ по вводу МП устройств РЗА в эксплуатацию считывают из памяти терминалов файлы параметрирования и конфигурирования (действующий проект) и сохранить, для исключения случайной потери, как минимум, в двух местах: например, на CD-диске и на жестком диске ноутбука, предназначенного для обслуживания МП терминалов. Предыдущие файлы параметрирования и конфигурирования сохраняют как архив.

147. Файл параметрирования, считанный с терминала, согласуется, в части задаваемых параметров, с эксплуатирующей организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления, если параметры настройки устройства РЗА задаются им.

Параграф 3. Этап начальной эксплуатации (до выполнения первого профилактического контроля)

148. Исполнительные схемы устройств РЗА направляются в соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления, осуществляющий диспетчерское управление (ведение) устройствами РЗА.

149. Для обеспечения возможности получения максимальной информации о поведении функций терминалов в начальный период эксплуатации пуск внутренних регистраторов (цифровых осциллографов) задается от общих пусковых измерительных органов защит, от пуска чувствительных ступеней, от внешних сигналов отключения и так далее. При этом учитывают особенности работы терминалов при задании режима пуска для исключения потери информации при записи ненормальных режимов в терминалах и внешних регистраторах аварийных событий.

150. Каждый пуск внутреннего регистратора (цифрового осциллографа) МП терминала, действие на отключение тщательно анализируются по осциллограммам,

журналам событий терминала на предмет работы или не работы всех используемых функций и соответствия реакций этих функций требуемым.

151. Все выявленные несоответствия функционирования и конфигурации терминала заданным параметрам или информационным письмам изготовителя, субъекта оперативно

диспетчерского управления по изменению конфигурации терминала, устраняются в минимально возможные сроки или в сроки установленные данным субъектом.

Параграф 4. Объем выполняемых работ при проведении первого профилактического контроля

152. Анализ исполнительных схем, задания на параметрирование МП устройств РЗА на соответствие согласованным в установленном порядке проектным решениям и техническим характеристикам (функциям) устройства.

153. Анализ выполненного в терминалах конфигурирования и параметрирования на предмет соответствия согласованным проектным решениям и выданным уставкам.

154. Анализ осциллограмм, журналов событий терминала, записанных терминалом с момента ввода в эксплуатацию, на предмет работы или не работы всех используемых функций и соответствия реакций этих функций требуемым.

155. Работы, выполняемые на выведенном в проверку терминале:

1) внешний осмотр МП терминалов и всего оборудования шкафа на предмет:

2) отсутствия внешних следов ударов, повреждений, подтеков воды, в том числе, высохших;

3) отсутствия налета окислов на металлических поверхностях, отсутствия запыленности;

4) проверки состояния контактных поверхностей рядов зажимов входных и выходных сигналов, разъемов интерфейса связи;

5) отсутствия механических повреждений элементов управления;

6) правильности выполнения концевых разделок контрольных кабелей, уплотнений проходных отверстий;

7) проверки состояния уплотнений дверок шкафов, кожухов и так далее;

8) проверки состояния и правильности выполнения заземлений цепей вторичных соединений и металлоконструкций;

9) наличия и правильности надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, наличия и правильности маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

156. Проверка механического крепления элементов оборудования шкафа, проверка затяжки винтовых соединений монтажа шкафа.

157. Измерение сопротивления изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) по отношению к корпусу и между собой:

- 1) входных цепей тока;
- 2) входных цепей напряжения;
- 3) цепей питания оперативным током;
- 4) входных цепей дискретных сигналов;
- 5) выходных цепей дискретных сигналов от контактов выходных реле.

158. Измерение производится мегаомметром на 1000 В, при этом сопротивление изоляции

не менее 10 МОм.

159. Испытание электрической прочности изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) по отношению к корпусу и между собой. Испытание изоляции допускается производить мегаомметром на 2500 В.

160. Считывание из памяти терминала файлов параметрирования и конфигурирования и сравнение их с хранящимися, которые были записаны при последней корректировке конфигурации и/или параметрирования. Допускается выполнять сравнение файлов конфигурации и уставок, находящихся в памяти терминалов и хранящихся в архиве файлов конфигурации и уставок с помощью автоматизированных средств сравнения программного обеспечения, используемого для параметрирования и конфигурирования терминалов (при наличии такой возможности).

161. Выполнение, при необходимости, изменений по заданию и после согласования с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления, службами РЗА принципиальных схем, параметрирования и конфигурирования. Обнаруженные несоответствия устраняются.

162. Проверка параметров срабатывания (уставок) одного из основных измерительных органов МП терминала (пускового органа I2 (U2) ДФЗ, пускового органа ДЗЛ, X и R дистанционная защита (далее

ДЗ) 1 ст, тока срабатывания по одному из плеч ДЗШ (ДЗОШ). и так далее) для выявления стабильности пассивных элементов аналоговых входов.

163. Проверка времени срабатывания одной из основных функций (например, функции ДЗЛ, ДФЗ, 1 ступени ДЗ и так далее) на соответствие заданным уставкам по времени и сравнение с измеренным при предыдущих проверках.

164. Проверка взаимодействия всех используемых функций и логических цепей защиты с контролем состояния всех контактов выходных реле, светодиодов и ламп сигнализации, с контролем выдаваемой по цифровому интерфейсу связи информации и ее прохождением в АСУ. Проверка проводится путем создания условий для поочередного срабатывания каждой используемой функции и подачи необходимых сигналов на дискретные входы защиты. Анализ поведения МП терминала выполняется по выходным реле, осциллограммам и журналам событий внутреннего регистратора.

Полученные осциллограммы и события в обязательном порядке прилагаются к протоколам проверки.

165. Проверка функций регистрации событий, осциллографирования сигналов, определения места повреждения, отображения параметров защиты с подачей от проверочной установки токов, напряжений, дискретных управляющих сигналов.

166. Проверка отсутствия ложных действий при снятии и подаче напряжения оперативного тока с повторным включением, через интервал времени 100-500 мс, на рабочих значениях уставок, с подачей тока (напряжения), равного 0,8 от значения тока (напряжения) срабатывания (1,2 от значения сопротивления срабатывания).

167. Проверка управляющих функций защиты и автоматики с воздействием контактов выходных реле терминала в цепи управления коммутационными аппаратами (опробование действия защиты и АПВ на отключение и включение выключателей).

168. Проверка управления коммутационными аппаратами присоединения (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами) с помощью средств терминала (при наличии такой возможности).

169. После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в цепях связи его с коммутационными аппаратами и другими устройствами не производится.

170. Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых цепей выходных реле).

171. Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых дискретных оптоволоконных линий).

172. Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации с использованием цифровых каналов связи. Данная проверка организуется в полном объеме, если по полученным осциллограммам и событиям внутренних регистраторов связанных терминалов невозможно проследить работу этих связей.

173. Проверка формирования сообщений от терминалов о нарушении обмена информацией по цифровым каналам связи.

174. Проверка функционирования тестового контроля снятием и подачей напряжения питания с перезагрузкой терминала. Проверка результатов работы системы самодиагностики по статусу сигналов исправности отдельных блоков, каналов связи, синхронизации времени.

175. Проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к МП терминалу с использованием устройства отображения (дисплея терминала) измеряемых значений по входным аналоговым каналам.

176. После завершения работ по проверке МП терминала рабочим током и напряжением, перед сдачей устройства РЗА оперативному персоналу необходимо:

1) проверить соответствие параметрирования и конфигурирования заданным. Особое внимание необходимо обратить на те функции, уставки (параметры), состояние или значение которых менялось при выполнении различных проверок;

2) произвести контроль значений текущих параметров и исправного состояния устройства по дисплею терминала, сигнальным элементам и сообщениям (сигналам) АСУ ТП;

3) выполнить очистку памяти встроенного регистратора (осциллографа), буфера событий (при наличии возможности), счетчиков отключений/включений (попыток АПВ) и квитирование светодиодной сигнализации.

177. После завершения всех работ по вводу МП устройств РЗА в работу считают из памяти терминалов файлы параметрирования и конфигурирования (действующий проект) и сохранить, для исключения случайной потери, как минимум, в двух местах: например, на CD-диске и на жестком диске ноутбука, предназначенного для обслуживания МП терминалов. Предыдущие файлы параметрирования и конфигурирования сохраняют как архив.

178. При изменении параметрирования и конфигурации устройства РЗА направить файл параметрирования, считанный с терминала, соответствующему субъекту, выдавшему задание по настройке устройства РЗА.

Параграф 5. Объем выполняемых работ при проведении профилактического восстановления

179. Анализ поступивших информационных писем, указаний (при наличии таковых) по выполнению мероприятий для повышения надежности работы данного МП устройства, писем на перестройку уставок (изменения режимов работы). Включение этих работ в объем проверки.

180. Внешний осмотр МП терминалов и всего оборудования шкафа на предмет:

1) отсутствия внешних следов ударов, повреждений, подтеков воды, в том числе, и высохших;

2) отсутствия налета окислов на металлических поверхностях, отсутствия запыленности;

3) проверки состояния контактных поверхностей рядов зажимов входных и выходных сигналов, разъемов интерфейса связи;

4) отсутствия механических повреждений у элементов управления;

5) правильности выполнения концевых разделок контрольных кабелей, уплотнений проходных отверстий;

6) проверки состояния уплотнений дверок шкафов, кожухов и так далее;

7) проверки состояния и правильности выполнения заземлений цепей вторичных соединений и металлоконструкций;

8) наличия и правильности надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, наличия и правильности маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

181. Проверка механического крепления элементов оборудования шкафа, проверка затяжки винтовых соединений монтажа шкафа.

182. Измерение сопротивления изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) по отношению к корпусу и между собой:

- 1) входных цепей тока;
- 2) входных цепей напряжения;
- 3) цепей питания оперативным током;
- 4) входных цепей дискретных сигналов;
- 5) выходных цепей дискретных сигналов от контактов выходных реле.

183. Измерение производится мегаомметром на 1000 В, сопротивление изоляции не менее 10 МОм.

184. Испытание электрической прочности изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) по отношению к корпусу и между собой. Испытание изоляции допускается производить мегаомметром на 2500 В.

185. Считывание из памяти терминала файлов параметрирования и конфигурирования и сравнение их с хранящимися, которые были записаны при предыдущей проверке. Допускается выполнять сравнение файлов конфигурации и уставок, находящихся в памяти терминалов и хранящихся в архиве файлов конфигурации и уставок с помощью автоматизированных средств сравнения программного обеспечения, используемого для параметрирования и конфигурирования терминалов (при наличии такой возможности).

186. Выполнение, при необходимости, изменений по заданию и после согласования с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления, службами РЗА принципиальных схем, параметрирования, конфигурирования. Проверка функционирования измененных функций.

187. Проверка параметров срабатывания (уставок) одного из основных измерительных органов МП терминала (пускового органа I2 (U2) ДФЗ, пускового органа ДЗЛ, X и R ДЗ 1ст, тока срабатывания по одному из плеч ДЗШ (ДЗОШ) и так далее) для выявления стабильности пассивных элементов аналоговых входов.

188. Проверка времени срабатывания одной из основных функций (например, функции ДЗЛ, ДФЗ, 1 ступени ДЗ и так далее) на соответствие заданным уставкам по времени и сравнение с измеренным при предыдущих проверках.

189. Проверка управляющих функций защиты и автоматики с воздействием контактов выходных реле терминала в цепи управления коммутационными аппаратами (опробование действия защиты и АПВ на отключение и включение выключателей).

190. Проверка указанных воздействий производится отдельно для каждого электромагнита.

191. Проверка управления коммутационными аппаратами присоединения (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами) с помощью средств терминала (при наличии такой возможности).

192. После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в цепях связи его с коммутационными аппаратами и другими устройствами не производится.

193. Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых цепей выходных реле).

194. Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых дискретных оптовоходов).

195. Проверка функционирования АРМ релейного персонала, при наличии. Проверка выполняется совместно с персоналом соответствующего подразделения (АСУ, связи).

196. Проверка формирования сообщений от терминалов о нарушении обмена информацией по цифровым каналам связи.

197. Проверка функционирования тестового контроля снятием и подачей напряжения питания с перезагрузкой терминала. Проверка результатов работы системы самодиагностики по статусу сигналов исправности отдельных блоков, каналов связи, синхронизации времени.

198. Проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к МП терминалу с использованием устройства отображения (дисплея терминала) измеряемых значений по входным аналоговым каналам.

199. После завершения работ по проверке МП терминала рабочим током и напряжением, перед сдачей устройства РЗА оперативному персоналу необходимо:

1) произвести контроль значений текущих параметров и исправного состояния устройства по дисплею терминала, сигнальным элементам и сообщениям (сигналам) АСУ ТП;

2) выполнить очистку памяти встроенного регистратора (осциллографа), буфера событий (при наличии возможности), счетчиков отключений/включений (попыток АПВ) и квитирование светодиодной сигнализации.

200. После завершения всех работ по вводу МП устройств РЗА в работу необходимо считать из памяти терминалов файлы параметрирования и конфигурирования (действующий проект) и сохранить, для исключения случайной потери, как минимум, в двух местах: например, на CD-диске и на жестком диске ноутбука, предназначенного для обслуживания МП терминалов. Предыдущие файлы параметрирования и конфигурирования сохраняют как архив.

201. При изменении параметрирования и конфигурации устройства РЗА направить файл параметрирования, считанный с терминала, соответствующему субъекту, выдавшему задание по настройке устройства РЗА.

Параграф 6. Объем выполняемых работ при проведении профилактического контроля

202. Анализ поступивших информационных писем, указаний (при наличии таковых) по выполнению мероприятий для повышения надежности работы данного МП устройства, писем на перестройку уставок (изменения режимов работы). Включение этих работ в объем проверки.

203. Внешний осмотр МП терминалов и всего оборудования шкафа на предмет:

1) отсутствия внешних следов ударов, повреждений, подтеков воды, в том числе, и высохших;

2) отсутствия налета окислов на металлических поверхностях, отсутствия запыленности;

3) проверки состояния контактных поверхностей рядов зажимов входных и выходных сигналов, разъемов интерфейса связи;

4) отсутствия механических повреждений элементов управления.

204. Проверка механического крепления элементов оборудования шкафа, проверка затяжки винтовых соединений монтажа шкафа.

205. Измерение сопротивления изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) по отношению к корпусу и между собой:

1) входных цепей тока;

2) входных цепей напряжения;

3) цепей питания оперативным током;

4) входных цепей дискретных сигналов;

5) выходных цепей дискретных сигналов от контактов выходных реле.

206. Измерение производится мегаомметром на 1000 В, сопротивление изоляции не менее 10 МОм.

207. Считывание из памяти терминала файлов параметрирования и конфигурирования и сравнение их с хранящимися, которые были записаны при предыдущей проверке. Допускается выполнять сравнение файлов конфигурации и уставок, находящихся в памяти терминалов и хранящихся в архиве файлов конфигурации и уставок с помощью автоматизированных средств сравнения программного обеспечения, используемого для параметрирования и конфигурирования терминалов (при наличии такой возможности).

208. Выполнение, при необходимости, изменений по заданию и после согласования с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления, службами РЗА принципиальных схем, параметрирования, конфигурирования. Проверка функционирования измененных функций.

209. Проверка управляющих функций защиты и автоматики с воздействием контактов выходных реле терминала в цепи управления коммутационными аппаратами (опробование действия защиты и АПВ на отключение и включение выключателей).

210. Проверка указанных воздействий производится отдельно для каждого электромагнита.

211. Проверка управления коммутационными аппаратами присоединения (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами) с помощью средств терминала (при наличии такой возможности).

212. После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в цепях связи его с коммутационными аппаратами и другими устройствами не производится.

213. Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых цепей выходных реле).

214. Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых дискретных оптопроводов).

215. Проверка формирования сообщений от терминалов о нарушении обмена информацией по цифровым каналам связи.

216. Проверка функционирования тестового контроля снятием и подачей напряжения питания с перезагрузкой терминала. Проверка результатов работы системы самодиагностики по статусу сигналов исправности отдельных блоков, каналов связи, синхронизации времени.

217. Проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к МП терминалу с использованием устройства отображения (дисплея терминала) измеряемых значений по входным аналоговым каналам.

218. После завершения работ по проверке МП терминала рабочим током и напряжением, перед сдачей устройства РЗА оперативному персоналу необходимо:

1) произвести контроль значений текущих параметров и исправного состояния устройства по дисплею терминала, сигнальным элементам и сообщениям (сигналам) АСУ ТП;

2) выполнить очистку памяти встроенного регистратора (осциллографа), буфера событий (при наличии возможности), счетчиков отключений/включений (попыток АПВ) и квитирование светодиодной сигнализации.

219. После завершения всех работ по вводу МП устройств РЗА в работу необходимо считать из памяти терминалов файлы параметрирования и конфигурирования (действующий проект) и сохранить, для исключения случайной потери, как минимум, в двух местах: например, на CD-диске и на жестком диске ноутбука, предназначенного для обслуживания МП терминалов. Предыдущие файлы параметрирования и конфигурирования сохраняют как архив.

220. При изменении параметрирования и конфигурации устройства РЗА направить файл параметрирования, считанный с терминала, соответствующему субъекту, выдавшему задание по настройке устройства РЗА.

Параграф 7. Внеочередные и послеаварийные проверки

221. Внеочередные проверки выполняются при частичном изменении исполнительных схем, используемых функций, режимов работы используемых функций, их взаимодействия, изменении уставок (параметрирования), при восстановлении цепей, нарушенных при ремонтах другого оборудования. Объем работ, выполняемых при внеочередной проверке, обеспечивает полноценную проверку всех выполненных изменений и в каждом конкретном случае определяется при проработке оперативной заявки и разработке программы ТО.

222. Послеаварийные проверки проводятся для выяснения причин отказов, ложной или излишней работы МП устройств РЗА. Выполняются по разрабатываемым для каждого конкретного случая разовым программам ТО.

223. При проведении указанных проверок рекомендуется контролировать работу системы самодиагностики МП устройства РЗА и, при выявлении случаев ее срабатывания (сопровождающейся перезагрузкой терминала с соответствующей фиксацией в базе данных внутренних событий), принимать соответствующие меры.

Параграф 8. Технические осмотры

224. Периодически производят технические осмотры МП терминалов и оборудования шкафов РЗА закрепленным за ПС персоналом служб РЗА. Такие осмотры также обязательно проводятся после ввода в работу первичного и вторичного оборудования после наладки, выполнения эксплуатационных ремонтных работ, когда производились изменения в режимах работы устройств РЗА.

225. При осмотрах МП терминалов проверяют наличие питания и исправное состояние устройства по статусу соответствующих сигнальных светодиодов, наличие информации о нормальном рабочем состоянии по соответствующим светодиодам и на мониторе (ЖК индикаторе) терминала (дата/время, показания токов, напряжений и так далее), отсутствие горящих светодиодов неисправности и срабатывания защитных, управляющих функций. При наличии сигналов о неисправностях устройств РЗА действуют в соответствии с местной инструкцией по эксплуатации РЗА.

226. На станциях с АСУ ТП, имеющих синхронизацию времени интегрированных подсистем от **Global Positioning System**

—
системы глобального позиционирования (далее
—

GPS), контролировать синхронность показаний дата/время всех терминалов и соответствие их времени точному астрономическому. На станциях, не оборудованных АСУ ТП, производить, при необходимости, корректировку показаний дата/время терминалов.

227. При осмотрах оборудования шкафов РЗА проверяют положение режимных ключей, переключателей, испытательных блоков и соответствие их положения режимам работы первичного оборудования и устройств РЗА, связи.

Приложение
к Методическим указаниям по
обслуживанию устройств
релейной защиты и автоматики
тепловых электростанций

Таблица 1.

Периодичность проведения технического обслуживания устройств РЗА

Наименование	Цикл ТО, лет	Количество лет эксплуатации																
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Устройства РЗА элементов:																		
электро-механические	8	Н	К1	-	-	К	-	-	-	В	-	-	-	К	-	-	-	В
микроэлектронные	6	Н	К1	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-
микропроцессорные	8	Н	К1	-	-	К	-	-	-	В	-	-	-	К	-	-	-	В
Устройства РЗА, установленные в помещениях:																		
I категории (главный (центральный) щит управления, релейные щиты)																		
электро-механические	8	Н	К1	-	-	К	-	-	-	В	-	-	-	К	-	-	-	В
микроэлектронные																		

экт ронн ые	6	Н	К1	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-
мик роп роце ссор ные	8	Н	К1	-	-	К	-	-	-	В	-	-	-	К	-	-	-	В
II кате гори и (КРУ 6-10 кВ, РУС Н 0,4 кВ) - устр ойст ва всех типо в	6	Н	К1	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-
III кате гори и (пов ыше нная вибр ация) - устр ойст ва всех типо в	3	Н	К1	-	В	-	-	В	-	-	В	-	-	В	-	-	В	-
Расц епит ели авто мат ичес ких вык люч ател ей	6	Н	К1	-	-	-	-	В	-	-	-	-	-	В	-	-	-	-

до																						-	
1000																							
В																							

Примечания:

1. Условные обозначения: ТО

- техническое обслуживание; Н
- проверка (наладка) при новом включении; К1
- первый профилактический контроль; В
- профилактическое восстановление; К
- профилактический контроль.

2. В объем профилактического контроля устройств РЗА входит в порядок восстановление реле серий РТ-80, РТ-90, ИТ-80, ИТ-90, РТ-40/Р, ЭВ-100, ЭВ-200, РПВ-58, РПВ-258, РТВ, РВМ, РП-8, РП-11, РП-18.

3. Периодичность тестового контроля (ТК) отражена в п.41, а опробования (О) в п.46 настоящих Методических указаний.

Приложение 36
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание линий электропередачи напряжением 110 килвольт и более

1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание линий электропередачи напряжением 110 килвольт и более (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Настоящая Методика не распространяется на кабельные изделия.

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) объектные нормы расхода материалов на капитальный ремонт и техническое обслуживание

среднегодовые нормы расхода материалов на принятую единицу измерения объекта-представителя, обеспечивающие работоспособное состояние линий электропередачи;

2) объект-представителей

—
наиболее типичные по конструкции, составу узлов и виду используемых материалов объекты характерных групп линий электропередачи.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. В настоящей Методике не учтен расход материалов на аварийно-восстановительные ремонты линий электропередачи, более низких напряжений.

4. Настоящая Методика составлена для линий электропередачи напряжением 110-220 киловольт (далее

—
кВ), сооруженных на металлических и железобетонных одноцепных и двухцепных опорах, для линий электропередачи напряжением 330-500 кВ на металлических и железобетонных опорах (330 кВ

—
одноцепных и двухцепных, 500 кВ

—
одноцепных, 1150 кВ- на металлических одноцепных).

5. Разработка объектных норм расхода материалов на ремонт и техническое обслуживание электрических сетей осуществляется по двум составляющим:

1) расход материалов на замену элементов линий электропередачи по ресурсу их работы;

2) расход материалов на ремонт элементов линий электропередачи.

6. Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание железобетонной стойки опоры ВЛ 110-500 кВ, согласно приложению 1 к настоящей Методике.

7. Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание металлических опор ВЛ 110-1150 кВ, согласно приложению 2 к настоящей Методике.

11. Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание тросовой оттяжки опор ВЛ 110-1150 кВ, согласно приложению 3 к настоящей Методике.

12. Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание фундамента, анкерной плиты, ригеля и заземления опоры ВЛ 110-1150 кВ, согласно приложению 4 к настоящей Методике.

14. Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание провода ВЛ 110 кВ, согласно приложению 5 к настоящей Методике.

15. Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание провода ВЛ 220-500 кВ, согласно приложению 6 к настоящей Методике.

16. Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание провода ВЛ 1150 кВ, согласно приложению 7 к настоящей Методике.

17. Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание грозозащитного троса ВЛ 110-1150 кВ, согласно приложению 8 к настоящей Методике.

18. Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание стеклянных изоляторов ВЛ 110-1150 кВ, согласно приложению 9 к настоящей Методике.

Приложение 1
к Методике расчета норм
расхода материалов и изделий
на ремонт и техническое
обслуживание линий
электропередачи напряжением
110 киловольт и более

Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание железобетонной стойки опоры ВЛ 110-500 кВ

№ п/п	Конструкция опоры	Характеристика дефекта	Вид работ	Наименование материала	Ед. изм.	Количество
		Поперечные трещины шириной от 0,3 до 0,6 мм	Окраска поверхности бетона в зоне образования трещин	Краска (типа перхлорвиниловой эмали) ¹	килограмм/квadraticный метр (далее - кг/м ²)	0,12
				Портландцемент марки 400-500	кг/м ²	0,595
				Кисть малярная	штук (далее —	2
				Растворитель ²	шт) литр / квадратный метр (далее - л/м ²)	0,05
				Лак Ветошь обтирочная	кг/м ² кг/м ² кг/м ²	0,1 0,1
			Заделка раствором (два варианта)	Эмульсия полихлорвинилацетатная ¹ (Портландцемент марки 400-500)	кг/м ² кг/м ²	0,043 0,215

1	Центрифугированная или вибрированная опора с ненапряженной или напряженной стержневой арматурой		Растворитель ²	л/м ²	0,05	
			Смесь из комплекса химических добавок, цемента и наполнителей (для наружных работ, водо и морозостойкая) ⁴	кг/м ²	0,5	
			Растворитель ²	л/м ²	0,05	
		То же, шириной более 0,6 мм	Установка бандажа	Сталь круглая, диаметр 16 мм	кг/м ²	11,4
				Сталь круглая горячекатаная, диаметр 5-7 мм	кг/м ²	4
				Электроды сварочные	кг/м ²	0,72
				Портландцемент марки 400-500	кг/м ²	40
				Песок (до 3 мм)	кубический метр / квадратный метр (далее - м ³ /м ²)	0,1
				Растворитель ² (или бензин)	л/м ²	0,5
		То же по всей поверхности бетона	Замена опоры	Стойка железобетонная	шт	1
Ригель с креплением	шт			1		
Металлоконструкции опор (траверсы, тросостойка)	комплект			1		
Электроды сварочные	кг			0,2		
Битум или мастика битумная ³	кг/м ²			2,1		
		Сталь горячекатаная круглая	кг	46,2		

				диаметром не менее 12 мм или сталь горячекатаная полосовая размером 25x4 мм	кг	125
2	Центрифугированная или вибрированная опора напряженной арматурой из высокопрочной проволоки (в виде отдельных проволок или прядей)	Поперечные трещины шириной от 0,05 до 0,3 мм	Окраска поверхности бетона в зоне образования трещин	Краска (типа перхлорвиниловой эмали) ¹	кг/м ²	0,12
				Портландцемент марки 400-500	кг/м ²	0,595
				Кисть малярная	шт	2
		То же, шириной более 0,3 мм	Установка бандажа	Растворитель ²	л/м ²	0,05
				Лак ⁴	кг/м ²	0,1
				Ветошь обтирочная	кг/м ²	0,1
То же по всей поверхности бетона	Замена опоры	Сталь круглая, диаметр 16 мм	кг/м ²	11,4		
		Сталь круглая горячекатаная, диаметр 5-7 мм	кг/м ²	4		
		Электроды сварочные	кг/м ²	0,72		
		Портландцемент марки 400-500	кг/м ²	40		
		Песок обыкновенный	м ³ /м ²	0,1		
		Растворитель ² (или бензин)	л/м ²	0,5		
		Стойка железобетонная	шт	1		
		Ригель с креплением	шт	1		
		Металлоконструкции опор (траверсы, тросостойка)	комплект	1		
		Электроды сварочные	шт	1		
		Битум или мастика битумная ³	кг	0,2		
			кг/м ²	2,1		

				Сталь горячекатаная круглая диаметром не менее 12 мм	кг	46,2
				или сталь горячекатаная полосовая размером 25x4 мм	кг	125
3	Центрифугированная или вибрированная опора любой конструкции	Продольные трещины шириной раскрытия от 0,05 до 0,3 мм, независимо от количества трещин	Окраска поверхности бетона в зоне образования трещин	Краска (типа перхлорвиниловой эмали) ¹	кг/м ²	0,12
		То же шириной от 0,3 до 0,6 мм, но не более двух трещин в одном сечении		Портландцемент марки 400-500	кг/м ²	0,595
				Кисть малярная	шт	2
				Растворитель ²	л/м ²	0,05
				Лак ⁵	кг/м ²	0,1
Ветошь обтирочная	кг/м ²	0,1				
То же шириной от 0,3 до 0,6 мм, но не более двух трещин в одном сечении	Заделка раствором (два варианта)	Эмульсия полихлорвинилацетатная ¹	кг/м ²	0,043		
		Портландцемент марки 400-500	кг/м ²	0,215		
		Растворитель ²	л/м ²	0,05		
То же шириной более 0,3 мм, при		Смесь из комплекса химических добавок, цемента и наполнителей (для наружных работ, водостойкая и морозостойкая) ⁴	кг/м ²	0,5		
		Растворитель ²	л/м ²	0,05		
То же шириной более 0,3 мм, при		Сталь круглая d16 мм	кг/м ²	11,4		
		Сталь круглая горячекатаная, диаметр 5-7 мм	кг/м ²	4		
		Электроды сварочные	кг/м ²	0,72		

		количестве трещин более двух в одном сечении	Установка бандажа	Портландцемент марки 400-500 Песок обыкновенный Растворитель ² (или бензин)	кг/м ² м ³ /м ² л/м ²	40 0,1 0,5
		То же при длине трещин более 3 м	Замена опоры	Стойка железобетонная Ригель с креплением Металлоконструкции опор (траверсы, тросостойка) Электроды сварочные Битум или мастика битумная ³ Сталь горячекатаная круглая диаметром не менее 12 мм или сталь горячекатаная полосовая размером 25x4 мм	шт шт комплект кг кг/м ² кг кг	1 1 1 0,2 2,1 46,2 125
		Оголена поперечная арматура (на длине не более 1,5- 2 м вдоль опоры)	Очистка арматуры от ржавчины. Окраска поверхности бетона, где выступает поперечная арматура	Краска (типа перхлорвиниловой эмали) ¹ Портландцемент марки 400-500 Бумаганаждачная Кисть малярная Растворитель ² Лак ⁵ Ветошь обтирочная	кг/м ² кг/м ² м ² /м шт л/м ² кг/м ² кг/м ²	0,12 0,595 0,01 2 0,1 0,1 0,1
				Эмульсия полихлорвинилацетатная ¹	кг/м ² кг/м ²	0,075 0,42

Пористый бетон или узкая щель вдоль стойки	Заделка раствором (два варианта)	Портландцемент марки 400-500		0,84
		Песок мелкозернистый (до 0,3 мм)	кг/м ²	0,1
		Растворитель ²	л/м ²	0,1
		Смесь из комплекса химических добавок, цемента и наполнителей (для наружных работ, водостойкая и морозостойкая) ⁴	кг/м ²	0,8
		Растворитель ²	л/м ²	0,1
На поверхности бетона выступают пятна и потеки цвета ржавчины	Окраска поверхности бетона в зоне потеков и пятен	Краска (типа перхлорвиниловой эмали) ¹	кг/м ²	1,2
		Портландцемент марки 400-500	кг/м ²	6
		Бумага наждачная	м ² /м ²	0,1
		Кисть малярная	шт	2
		Растворитель ²	л/м ²	0,5
		Лак ⁵	кг/м ²	1
		Ветошь обтирочная	кг/м ²	0,2
Шершавая поверхность бетона вследствие отслоения поверхностного слоя толщиной 3-5 мм	Заделка раствором (два варианта)	Эмульсия полихлорвинилацетатная ¹	кг/м ²	0,75
		Портландцемент марки 400-500	кг/м ²	4,2
		Песок мелкозернистый (до 0,3 мм)	кг/м ²	8,4
		Растворитель ²	л/м ²	0,5
		Смесь из комплекса химических добавок, цемента и наполнителей (для	кг/м ²	2

Центрифугированная или вибрированная опора любой конструкции		наружных работ, водо и морозостойкая) ⁴ Растворитель ²	л/м ²	0,5	
	В бетоне раковины размером 10x10 мм и глубиной 10 мм	Заделка раствором (два варианта)	Эмульсия полихлорвинилацетатная ¹	кг/дм ³	0,068
			Портландцемент марки 400-500	кг/дм ³	0,33
			Песок обыкновенный	кг/дм ³	1
			Растворитель ²	л/дм ³	0,05
			Смесь из комплекса химических добавок, цемента и наполнителей (для наружных работ, водо и морозостойкая) ⁴	кг/дм ³	1,8
			Растворитель ²	л/дм ³	0,05
	В бетоне раковины или сквозные отверстия площадью до 25 см ² (не более одной раковины или одного отверстия на опору при толщине бетонной стенки в зоне отверстия не менее проектной)	Установка бандажа	Сталь круглая, диаметр 16 мм	кг/м ²	11,4
Сталь круглая горячекатаная, диаметр 5-7 мм			кг/м ²	4	
Электроды сварочные			кг/м ²	0,72	
Портландцемент марки 400-500			кг/м ²	40	
Песок обыкновенный			м ³ /м	0,1	
Растворитель ² (или бензин)			л/м ²	0,1	
		Стойка железобетонная	шт	1	
		Ригель с креплением	шт	1	
		Металлоконструкции опор (

Раковины или отверстия площадью до 25 см ² более одного	Замена опоры	траверсы, тросостойка)	компл	1
		Электроды сварочные		
		Битум или мастика битумная ³	кг кг/м ²	0,2 2,1
		Сталь горячекатаная круглая диаметром не менее 12 мм или Сталь горячекатаная полосовая размером 25x4 мм	кг кг	46,2 125
Отверстие площадью до 25 см ² при толщине бетонной стенки в зоне отверстия меньше проектной	Замена опоры, если при простукивании и происходит скалывание бетона и увеличения площади отверстия	Стойка железобетонная	шт	1
		Ригель с креплением	шт	1
		Металлоконструкция опор (траверсы, тросостойка)	комплект	1
		Электроды сварочные		
		Битум или мастика битумная ³	кг кг/м ²	0,2 2,1
		Сталь горячекатаная круглая диаметром не менее 12 мм или Сталь горячекатаная полосовая размером 25x4 мм	кг кг	46,2 125
		Стойка железобетонная	шт	1
		Ригель с креплением		
		Металлоконструкция опор (траверсы, тросостойка)	шт комплект	1 1
		Электроды сварочные		

		Раковина или отверстие площадью более 25 см ²	Замена опоры	Битум или мастика битумная ³ Сталь горячекатаная круглая диаметром не менее 12 мм или Сталь горячекатаная полосовая размером 25х4 мм	кг кг/м ² кг кг	0,2 2,1 46,2 125
		Повреждение защитного слоя металлоконструкций опор, коррозия на поверхности металла	Окраска металлоконструкций опор ВЛ 110-500 кВ, вручную кистью (в один слой / в два слоя) на И т н металлоконструкций (три варианта)	Растворитель ² Л а к битумный ⁵ Алюминиевая пудра Олифа Ветошь обтирочная К и с т ь малярная Б у м а г а наждачная	л кг кг кг кг шт м ²	3/3 4,5/8,1 1,6/1,6 0,5/0,9 1,2/1,5 2/4 1
				Растворитель ² Грунтовка ¹ Краска (для наружных работ, атмосферостойкая) ¹ Олифа Ветошь обтирочная Кисть малярная Бумага наждачная	л кг кг кг кг шт м ²	3/3 4,5 6,1/6,48 0,67/0,7 1,2/1,5 2/4 1
				Композиция антикоррозионная цинкнаполненная Растворитель ² Ветошь обтирочная Кисть малярная	кг л кг шт	10,8/13,05 0,54/0,65 1,2/1,5 2/4 1
	Металлоконструкции железобетонных опор (

5	траверсы, тросостойка)			Бумага наждачная	м ²	
6	Все виды железобетонн ых опор	Наклон стойки опоры более 1 ⁰	Выправка опор	Щебень ⁶	м ³	не более 1
7	Все виды железобетонн ых опор	Отсутствие и л и обесцвечиван и е постоянных знаков на опоре	Нанесение постоянных знаков на 1 опору с подготовкой фона (нумерация, цепь, диспетчерско е наименование и т.д.)	Растворитель (уайт-спирит) 2 Грунтовка ¹ Краска (для наружных работ, атмосферосто йкая) ¹ Ветошь обтирочная Кисть малярная ⁷	л кг кг кг шт	0,03 0,02 0,047 0,2 2

Примечания.

¹Тип эмульсии или краски определяется комиссией производственного участка филиала.

²Марка растворителя определяется комиссией производственного участка филиала.

³Тип мастики битумной определяется комиссией производственного участка филиала.

⁴Тип смеси (шпатлевка выравнивающая, эластичный клеевой состав и т.д.) определяется комиссией производственного участка филиала.

⁵Тип лаков (ХСЛ, БТ и т.д.) определяются комиссией производственного участка филиала.

⁶Фракция щебня определяется комиссией производственного участка филиала.

⁷Потребность кисти малярной на одну ВЛ протяженностью до 50 км.

к Методике расчета норм
расхода материалов и изделий
на ремонт и техническое
обслуживание линий
электропередачи напряжением
110 киловольт и более

Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание металлических опор ВЛ 110-1150 кВ

№п/п	Конструкция опоры	Характеристика дефекта	Вид работ	Наименование материала	Ед. изм.	Количество
1	Металлическая опора	Повреждение элементов (угловой стали) (металлоконструкций опор)	Сварка одного уголка по двум концам ³	Электроды сварочные	Килограмм/штук (далее-кг/шт)	0,08
			50x50x5	Электроды сварочные	кг/шт	0,12
			63x63x6	Электроды сварочные	кг/шт	0,14
			75x75x6	Электроды сварочные	кг/шт	0,19
			90x90x7	Электроды сварочные	кг/шт	0,2
			100x100x7	Электроды сварочные	кг/шт	0,26
			Разрезка одного уголка по двум концам ³	Электроды сварочные	кг/шт	0,05
			50x50x5	Электроды сварочные	кг/шт	0,08
			63x63x6	Электроды сварочные	кг/шт	0,1
			75x75x6	Электроды сварочные	кг/шт	0,14
			90x90x7	Электроды сварочные	кг/шт	0,16
			100x100x7	Электроды сварочные	кг/шт	0,21
			110x110x8	Электроды сварочные	кг/шт	
		Наклон стойки опоры более 1°	Выправка опоры с применением прокладок ⁴ : - расход электродов на 1 см шва.	Электроды сварочные	кг	0,06

			- расход электродов на разрезку 1 см металла	Электроды сварочные	кг	0,07
		Повреждение защитного слоя металлоконструкции опор, коррозия на поверхности металла	Окраска металлоконструкций опор ВЛ 110- 500 кВ, вручную кистью (в один слой / в два слоя) на 1 т н металлоконструкций (три варианта) ⁵	Кисть малярная ¹ Бумага наждачная Растворитель Ветошь обтирочная Олифа Л а к битумный ² Алюминиевая пудра	шт м ² л кг кг кг кг	2/4 1 3 1,2/1,5 0,5/0,9 4,5/8,1 1,6
				Кисть малярная ¹ , шт Бумага наждачная Грунтовка Растворитель Ветошь обтирочная Олифа Краска (атмосферостойкие)	шт м ² кг л кг кг кг	2/4 1 0/4,5 3 1,2/1,5 0,67/0,7 6,1/6,48
				Кисть малярная ¹ Бумага наждачная Растворитель Композиция антикоррозионная цинкнаполненная Ветошь обтирочная	шт м ² л кг кг	2/4 1 0,54/0,65 10,8/13,05 1,2/1,5
		Отсутствие или обесцвечивание постоянных знаков на опоре	Нанесение постоянных знаков на 1 опору с подготовкой фона (нумерация, цепь, диспетчерско	Кисть малярная ¹ Грунтовка Растворитель Ветошь обтирочная	шт кг л кг кг	2 0,02 0,03 0,2 0,047

		е наименование)	Краска (атмосферостойкие)	
Примечания.				
¹ Потребность кисти малярной на одну ВЛ протяженностью до 50 км.				
² Тип лака определяется комиссией производственного участка филиала.				
³ Потребность стали угловой не превышает 15% от общего веса опоры. На разрезку стали допускается использовать другие материалы (газ пропан, кислород, отрезной круг).				
⁴ Суммарная высота прокладок не превышает 40 мм.				
⁵ В зависимости от типа красок и лака применяется растворитель или олифа. При этом марка растворителя или олифы определяются комиссией производственного участка филиала.				

Приложение 3
к Методике расчета норм
расхода материалов и изделий
на ремонт и техническое
обслуживание линий
электропередачи напряжением
110 килвольт и более

Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание тросовой оттяжки опор ВЛ 110-1150 кВ

Конструкция тросовой оттяжки опор	Вид работ	Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во
	Наложение бандажа на 10 см поврежденного участка.	Проволока алюминиевая	кг	0,1
	Установка ремонтного зажима	Бумага наждачная	м ²	0,01
		Смазка электро-техническая ³	кг	0,01
		Зажим ремонтный	шт	1
		Бензин	л	0,1
	Смазка одной тросовой оттяжки для ВЛ 110 кВ	Растворитель		0,03
		Растворитель		0,12
		Смазка электро-техническая ³	л	0,04
		Растворитель	кг	0,14
		Смазка электро-техническая ³	кг	0,04
		Растворитель	л	0,15
	для ВЛ 220 кВ	Смазка электро-техническая ³	кг	0,08
		Растворитель	л	0,29
	для ВЛ 330-500 кВ	Смазка электро-техническая ³	кг	0,1
		Растворитель	л	0,4
	для ВЛ 1150 кВ	Смазка электро-техническая ³	кг	0,1
		Растворитель	л	0,4

Тросовая оттяжка опор		Растворитель Смазка электро-техническая ³	кг	
U-образный болт тросовой оттяжки	Регулировка при коррозии анкерного болта с гайками (два варианта) на 100 шт оттяжек	Газ пропан Кислород	кг кг	10 6
		Средство универсальное для облегчения раскручивания болтовых соединений ⁴	шт	1 (200 мл)
	Антикоррозионное покрытие одного анкерного U-образного болта	Лак битумный ² ,	кг	0,2
	Смазка резьбовых частей одного анкерного U-образного болта	Смазка электро-техническая ³	кг	0,05
<p>Примечания.</p> <p>¹ Марка растворителя определяется комиссией производственного участка филиала.</p> <p>² Тип лака определяется комиссией производственного участка филиала.</p> <p>³ Марка смазки электротехнической (ЗЭС и т.д.) определяется комиссией производственного участка филиала.</p> <p>⁴ Тип средства универсального определяется комиссией производственного участка филиала.</p>				

Приложение 4
к Методике расчета норм
расхода материалов и изделий
на ремонт и техническое
обслуживание линий
электропередачи напряжением
110 киловольт и более

Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание фундамента, анкерной плиты, ригеля и заземления опоры ВЛ 110-1150 кВ

Конструкция опоры	Вид работ	Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во
Фундаменты опор	Ремонт фундамента опоры без изготовления опалубки	Портландцемент Песчано-гравийная смесь ¹	тн м ³	0,02 0,06
	Ремонт фундамента опоры с изготовлением опалубки	Доска обрезная 20 мм Гвозди строительные 70 мм Портландцемент Песчано-гравийная смесь ¹	м ³ кг тн м ³	0,03 0,3 0,05 0,11
Фундаменты, анкерные плиты и ригеля опор	Гидроизоляция 1 м ² поверхности железобетонных изделий.	Битум или мастика битумная ² Рубероид Ветошь обтирочная	кг м ² кг	2,1 1 0,06
Заземления опоры	Прокладка или восстановление заземления одной опоры (два варианта).	Электроды сварочные, Сталь круглая диаметром не менее 12 мм	кг тн	0,2 0,046
		Электроды сварочные, Сталь полосовая	кг тн	0,2 0,125
	Устранение обрыва заземления на одну опору	Электроды сварочные	кг	0,01
Примечания.				
¹ Допускается заменять песчано-гравийную смесь на другой аналогичный состав (отсев, песок со щебнем фракцией 5-20 мм и т.д.).				
² Тип мастики битумной определяется комиссией производственного участка филиала.				

Приложение 5
к Методике расчета норм
расхода материалов и изделий
на ремонт и техническое
обслуживание линий
электропередачи напряжением
110 киловольт и более

Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание провода ВЛ 110 кВ

Конструкция провода	Вид работ	Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во

Провод ВЛ 110 кВ	Закрепление оборванных или поврежденных проволок, установка бандажа на 10 см поврежденного участка провода	Проволока алюминиевая	кг	0,2
	Ремонт места повреждения с помощью ремонтных зажимов, монтируемых методом опрессования.	Бензин	л	0,1
		Растворитель ¹	л	0,01
		Бумага наждачная	м ²	0,01
		С м а з к а электротехническая 2	кг	0,03
		Зажим ремонтный	шт	1
	Вставка провода в пролете	Пр о в о д сталеалюминевый	тн	0,0109
П о л о т н о ножовочное		шт	1	
Бензин				
Растворитель ¹		л	0,2	
Бумага наждачная		л	0,01	
С м а з к а электротехническая 2		м ² кг	0,2 0,06	
Вставка провода у основания зажима с ограниченной прочностью	Пр о в о д сталеалюминевый	тн	0,0423	
	П о л о т н о ножовочное	шт	1	
	Бензин			
	Растворитель ¹	л	0,2	
	Бумага наждачная	л	0,01	
	С м а з к а электротехническая 2	м ² кг	0,2 0,06	
Провод	Пр о в о д сталеалюминевый	тн	0,002	
	Шнур асбестовый (д 2-4 мм)	м	1	
	Патрон термитный	шт	2	
	Спички термитные	шт	2	
	П о л о т н о ножовочное	шт	1	
	Бумага наждачная	м ²	0,2	
	Пр о в о д сталеалюминевый	тн	0,002	

	Вставка провода в шлейфе (два варианта)	Бензин		0,2	
		Полотно ножовочное	л шт	1	
		Растворитель ¹			
		Бумага наждачная	л	0,01	
		С м а з к а	м ²	02	
		электротехническая	кг	0,06	
		2			
З а ж и м соединительный	шт	2			
	Соединение провода в шлейфе (два варианта)	Шнур асбестовый (д 2-4 мм)	м	0,5	
		Патрон термитный	шт	1	
		Спички термитные	шт	1	
			Бензин		
			Растворитель ¹	л	0,1
			Бумага наждачная	л	0,02
			С м а з к а	м ²	0,1
			электротехническая	кг	0,03
	2				
	З а ж и м соединительный	шт	1		
Ремонт провода в шлейфе		Бензин	л	0,1	
		Растворитель ¹	л	0,02	
		Бумага наждачная	м ²	0,1	
		С м а з к а	кг	0,03	
		электротехническая	кг	0,03	
		2			
Зажим ремонтный	шт	1			

Приложение 6
к Методике расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание линий электропередачи напряжением 110 киловольт и более

Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание провода ВЛ 220-500 кВ

Конструкция провода	Вид работ	Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во
	Закрепление оборванных или поврежденных проволок, установка бандажа на 10 см поврежденного участка провода	Проволока алюминиевая	кг	0,3
		Бензин	л	

Провод ВЛ 220-500
кВ

Ремонт места повреждения с помощью ремонтных зажимов, монтируемых методом опрессования.	Растворитель ¹ Бумага наждачная Смазка электротехническая 2 Зажим ремонтный	л м ² кг шт	0,1 0,02 0,01 0,11 1
Вставка провода в пролете	Провод сталеалюминевый Полотно ножовочное Бензин Растворитель ¹ Бумага наждачная Смазка электротехническая 2 Зажим соединительный	тн шт л л м ² кг шт	0,0556 1 0,2 0,04 0,2 0,22 2
Вставка провода у основания зажима с ограниченной прочностью	Провод сталеалюминевый Полотно ножовочное Бензин Растворитель ¹ Бумага наждачная Смазка электротехническая 2 Зажим соединительный	тн шт л л м ² кг шт	0,0926 1 0,2 0,04 0,2 0,22 2
Вставка провода в	Провод сталеалюминевый Шнур асбестовый (д 2-4 мм) Патрон термитный Спички термитные Полотно ножовочное Бумага наждачная	тн м шт шт шт м ²	0,003 1 2 2 1 0,2
	Провод сталеалюминевый Бензин Полотно ножовочное Растворитель ¹ Бумага наждачная Смазка электротехническая 2	тн л шт л м ² кг	0,003 0,2 1 0,04 0,2 0,22

	шлейфе (два варианта)	Зажим соединительный	шт	2
	Соединение одного провода в шлейфе (два варианта)	Шнур асбестовый (д 2-4 мм)	м	0,5
		Патрон термитный	шт	1
		Спички термитные	шт	1
	Ремонт одного провода в шлейфе	Бензин	л	0,1
		Растворитель ¹	л	0,02
		Бумага наждачная	м ²	0,1
		Смазка электротехническая ²	кг	0,11
		Зажим соединительный	шт	1
	Ремонт одного провода в шлейфе	Бензин	л	0,1
		Растворитель ¹	л	0,02
		Бумага наждачная	м ²	0,1
		Смазка электротехническая ²	кг	0,11
		Зажим ремонтный	шт	1

Приложение 7
к Методике расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание линий электропередачи напряжением 110 киловольт и более

Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание провода ВЛ 1150 кВ

Конструкция провода, грозозащитного троса	Вид работ	Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во
	Закрепление оборванных или поврежденных проволок, установка		кг	0,3

Провод ВЛ 1150 кВ	бандажа на 10 см поврежденного участка провода	Проволока алюминиевая		
	Ремонт места повреждения с помощью ремонтных зажимов, монтируемых методом опрессования.	Бензин	л	0,1
		Растворитель ¹	л	0,02
		Бумага наждачная	м ²	0,01
		Смазка электротехническая 2	кг	0,11
		Зажим ремонтный	шт	1
	Вставка провода в пролете	Провод сталеалюминевый	тн	0,0556
Полотно ножовочное		шт	1	
Бензин		л	0,2	
Растворитель ¹		л	0,04	
Бумага наждачная		м ²	0,2	
Смазка электротехническая 2		кг	0,22	
Вставка провода у основания зажима с ограниченной прочностью	Зажим соединительный	шт	2	
	Провод сталеалюминевый	тн	0,0926	
	Полотно ножовочное	шт	1	
	Бензин	л	0,2	
	Растворитель ¹	л	0,04	
	Бумага наждачная	м ²	0,2	
Вставка провода в шлейфе (два варианта)	Смазка электротехническая 2	кг	0,22	
	Зажим соединительный	шт	2	
	Провод сталеалюминевый	тн	0,005	
	Шнур асбестовый (д 2-4 мм)	м	1	
	Патрон термитный	шт	2	
	Спички термитные	шт	2	
	Полотно ножовочное	шт	1	
Бумага наждачная	м ²	0,2		
Вставка провода в шлейфе (два варианта)	Провод сталеалюминевый	тн	0,005	
	Бензин	л	0,2	
	Полотно ножовочное	шт	1	
	Растворитель ¹	л	0,04	
	Бумага наждачная	м ²		

		С м а з к а электротехническая 2	кг шт	02 0,22
		З а ж и м соединительный		2
Соединение одного провода в шлейфе (два варианта)		Шнур асбестовый (д 2-4 мм)	м	0,5
		Патрон термитный Спички термитные	шт шт	1 1
Ремонт одного провода в шлейфе		Бензин	л	0,1
		Растворитель ¹	л	0,02
		Бумага наждачная	м ²	0,1
		С м а з к а электротехническая 2	кг	0,11
		З а ж и м соединительный	шт	1
Ремонт одного провода в шлейфе		Бензин	л	0,1
		Растворитель ¹	л	0,02
		Бумага наждачная	м ²	0,1
		С м а з к а электротехническая 2	кг	0,11
		Зажим ремонтный	шт	1

Приложение 8
к Методике расчета норм
расхода материалов и изделий
на ремонт и техническое
обслуживание линий
электропередачи напряжением
110 киловольт и более

Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание грозозащитного троса ВЛ 110-1150 кВ

Конструкция грозозащитного троса	Вид работ	Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во
	Закрепление оборванных или поврежденных проволок, установка бандажа на 10 см поврежденного участка грозозащитного троса	Проволока стальная оцинкованная мягкая	кг	0,1
	Ремонт места повреждения с	Бензин Растворитель ¹	л л	0,1 0,02

Грозозащитный трос	помощью ремонтного зажима, монтируемых методом опрессования.	Бумага наждачная Смазка электротехническая 2 Зажим ремонтный	м ² кг шт	0,01 0,11 1
	Вставка грозозащитного троса в пролете	Трос грозозащитный ³ Бензин Растворитель ¹ Бумага наждачная Смазка электротехническая 2 Зажим соединительный	тн л л м ² кг шт	0,0062 0,2 0,04 0,02 0,04 2
	Вставка грозозащитного троса у основания зажима с ограниченной прочностью	Трос грозозащитный ³ Бензин Растворитель ¹ Бумага наждачная Смазка электротехническая 2 Зажим соединительный	тн л л м ² кг шт	0,0311 0,2 0,04 0,02 0,04 2
	Смазка 1 км грозозащитного троса	Растворитель ¹ Смазка электротехническая 2	л кг	5 25

Примечание:

¹ Марка растворителя определяется комиссией производственного участка филиала.

² Марка смазки электротехнической (ЗЭС и т.д.) определяется комиссией производственного участка филиала.

³ Для заменяемого участка ОКГТ, длина определяется работниками службы связи, эксплуатирующими эту линию связи, совместно с линейным персоналом.

Приложение 9
к Методике расчета норм
расхода материалов и изделий
на ремонт и техническое
обслуживание линий
электропередачи напряжением
110 килвольт и более

Нормы расхода материалов на ремонтно-эксплуатационное обслуживание стеклянных изоляторов ВЛ 110-1150 кВ

Конструкция стеклянных изоляторов	Вид работ	Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во

Стекланные изоляторы	Очищение одного изолятора от пыли и грязи	Ветошь обтирочная, кг	кг	0,1
	Очищение от стойкого загрязнения (два варианта) на 20 шт изоляторов	Ветошь обтирочная, кг	кг	2
		Средство для чистки (аэрозоль) ² , шт	шт	1 (200 мл)
		Ветошь обтирочная, кг	кг	2
		Средство для чистки (паста) ² , кг	кг	2

Примечание:

¹ Тип гидрофобной пасты определяется комиссией производственного участка филиала.

² Марка и тип средства для чистки определяется комиссией производственного участка филиала.

Приложение 37
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание оборудования подстанций напряжением 110 кВ и более

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание оборудования подстанций напряжением 110 кВ (далее – кВ) и более (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для разработки отраслевых норм расхода материалов на капитальный ремонт и техническое обслуживание подстанций напряжением 110 кВ и более, являющихся основанием для получения фондов на материалы по номенклатуре и соответствующих объектных норм расхода материалов.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) объектные нормы расхода материалов на капитальный ремонт и техническое обслуживание

—

это среднегодовые нормы расхода материалов на принятую единицу измерения объекта-представителя, обеспечивающие работоспособное состояние линий электропередачи или оборудования подстанций;

2) объект-представителей

наиболее типичные по конструкции, составу узлов и виду используемых материалов объекты характерных групп оборудования линий электропередачи.

. Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Разработка объектных норм расхода материалов на ремонт и техническое обслуживание осуществляется на основе действующей системы планово-предупредительного ремонта, с учетом ресурса работы оборудования подстанций и согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

4. Исходными данными для расчета норм являются нормы расхода материалов на единичные капитальные и текущие ремонты оборудования подстанций и периодичности выполнения работ согласно таблицам 1-7 приложения 3 к настоящей Методике.

Замена норм производится лишь в случае изменения конструкции, материалов и технологии ремонта оборудования подстанций.

Глава 2. Расчет объектных норм расхода материалов на капитальный ремонт и техническое обслуживание оборудования подстанций

5. Разработка объектных норм расхода материалов на ремонт и техническое обслуживание подстанций осуществляется по расходу материалов на ремонт элементов оборудования.

6. Нормирование расхода материалов на ремонт и техническое обслуживание по ресурсу работы осуществляется для элементов (составных частей) объектов-представителей, отказами в работе вызывается необходимость их замены, а потерявшие работоспособность элементы, не подлежат ремонту, согласно приложению 1 к настоящей Методике.

7. Расчет портативной потребности в материалах для замены элементов объектов-представителей с нормативной характеристики потока отказов указанных элементов осуществляется в следующем порядке:

1) на характеристике потока отказов устанавливаются у-интегралы по сроку эксплуатации оборудования с близкими значениями относительной величины ежегодных отказов ($I_{q\text{год}}^{y\text{относ.}}$) q -го элемента на i -ом объекте-представителе;

2) определяется ежегодное количество отказов ($I_{q\text{год}}^y$) q -го элемента в единице измерения (километр (далее — км), штук (далее - шт.)) i -го объекта-представителя в y -ом интервале срока эксплуатации:

$$I_{q\text{год}}^y = I_{q\text{год}}^{y\text{относ.}} \cdot n_{qi} \quad (1)$$

где $I_{q\text{год}}^{y\text{относ.}}$ — относительная величина ежегодных отказов q -го элемента на i -ом объекте-представителе, единиц на единицу измерения (далее - ед./ед. изм.);

n_{qi} — количество q -ых элементов в единице измерения i -го объекта-представителя, ед./ед. изм.;

3) определяется ежегодное средневзвешенное по интервалам количество отказов ($I_{q\text{год}}^{y\text{ср}}$) q -ых элементов в единице измерений i -го объекта-представителя в подстанции:

$$I_{q\text{год}}^{y\text{ср}} = \frac{\lambda_{qi\text{год}}^{\psi 1} I_i^{\psi 1} + \lambda_{qi\text{год}}^{\psi 2} I_i^{\psi 2} + \dots + \lambda_{qi\text{год}}^{\psi n} I_i^{\psi n}}{\lambda_i^{\psi 1} + \lambda_i^{\psi 2} + \dots + \lambda_i^{\psi n}} \quad (2)$$

где $I_{q\text{год}}^{y\text{ср}}$ — ежегодное средневзвешенное по интервалам количество отказов q -ых элементов в единице измерений i -го объекта-представителя в подстанции;

I_i^y — количество единиц измерения (км, шт.) в y -ом интервале срока эксплуатации оборудования подстанции;

4) определяется первая составляющая объектной нормы среднегодовой нормативной потребности Q

α
 i В
 α
 -материале на единицу измерения i -го объекта-представителя для замены q -ых элементов, при этом расход материалов на замену указанных элементов Q'
 α
 q_i принимается на основе норм расхода материалов на выполнение отдельных работ по замене одного q -го элемента i -го объекта-представителя:

$$Q'_{ai} = \sum_1^q Q'_{aqi} \lambda_{qi}^{УФ}$$

(3)

где Q'

α
 q_i - расход материалов на замену указанных элементов, физических единиц на единицу измерения в год (далее - физ. ед./ед. изм. год).

5) рассматриваемая составляющая среднегодовой объектной нормы расхода материалов по ресурсу работы элементов, включает в свой состав вместе с материалами, расходуемыми непосредственно на заменяемый элемент, материалы, обусловленные технологией замены элемента.

8. Расчет второй составляющей объектной среднегодовой нормы расхода материалов Q''

α
 i осуществляется для ситуаций, когда элемент при его износе заменяется не целиком, а осуществляется ремонт его узлов.

Расчет указанной составляющей объектной нормы осуществляется на основе норм расхода материалов по видам работ на объекте-представителе и значениям длительности межремонтных периодов работ согласно таблицам 1 и 2 приложения 5 к настоящей Методике.

Приведение расхода материалов по видам работ на элементах объекта к году осуществляется делением их значений на соответствующую этим работам длительность межремонтного периода.

9. Для расчета второй составляющей объектной среднегодовой нормы расхода материалов рекомендуется следующая формула:

$$Q''_{ai} = \sum_1^t \sum_1^m \frac{Q''_{amzj} \gamma_{zj}}{T_{mzj}}$$

(4)

где Q''

α

$m \times i$

норма расхода

α

-материала при выполнении работы m -видана x -ом элементе(узле) i -го объекта-представителя, физ. ед./ед. изм. год;

T_{mxi}

межремонтный период выполнения работы m -видана x -ом элементе i -го объекта-представителя;

n_{xi}

количество x -ых элементов(узлов) на единицу измерения i -го объекта-представителя.

10. Объектная среднегодовая норма расхода материалов на единицу объекта-представителя Q

α

Q определяется как сумма составляющих Q'

α

Q' и Q''

α

Q'

$$Q_{xi} = \left(\sum_1^q Q'_{\alpha qi} \lambda_{qi} \psi_{qi} + \sum_1^k \sum_1^m \frac{Q''_{\alpha mxi} n_{xi}}{T_{mxi}} \right)$$

(5)

где Q'

α

Q'

первая составляющая объектной нормы среднегодовой нормы расхода материалов, физических единиц на год в единицах измерения объекта (далее - физ. ед./ год

ед. изм. объекта);

Q''

α

q_i - вторая составляющая объектной среднегодовой нормы расхода материалов, физ. ед./год

ед. изм. объекта.

11. Для подстанций, расположенных в сложных условиях эксплуатации (болота, горы, зоны повышенного загрязнения изоляции), разрабатываются поправочные коэффициенты к объектным нормам или индивидуальные нормы.

12. Номенклатура подлежащих нормированию материалов определяется на основе технологических карт ремонта, проектной документации и данных ежегодных заявок на материалы подстанций.

Перечень материалов, необходимых для ремонта и технического обслуживания подстанций приводится согласно приложению 2 к настоящей Методике.

Пример расчета норм расхода материалов на ремонт трансформаторных подстанций приводится согласно приложению 4 к настоящей Методике.

13. Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание оборудования подстанций на единицу балансовой стоимости основных фондов энергопередающей организации применяются для:

- 1) перспективного планирования объемов материалов и изделий на ремонт;
- 2) разработки ориентировочной нормы расхода материалов и изделий в целом по организации с многочисленными структурными подразделениями компании.

14. Нормы расхода материалов и изделий на единицу балансовой стоимости основных фондов энергопередающей организации разрабатываются на 1 миллион тенге балансовой стоимости основных фондов (далее

— единица балансовой стоимости).

15. В качестве исходной базы для расчета норм расхода материалов и изделий на единицу балансовой стоимости принимаются нормы расхода материалов и изделий на единицу объекта.

16. Расчет норм материалов и изделий на единицу балансовой стоимости ведется сквозным методом. Определяется полная годовая потребность по каждому виду нормируемых материалов и изделий по организации в целом.

17. Расчет нормы потребности (расхода) материалов и изделий

Q_α

единиц/миллион тенге в год (ед./млн. тенге год) на единицу балансовой стоимости выполняется по формуле:

$$Q_{\alpha} = \frac{B_{\alpha}}{S_{\text{б.с.}}}$$

(6)

где

Q_{α}

— норма потребности энергопередающей организации в

α -материале или изделии;

$S_{\text{б.с.}}$

— балансовая стоимость основных фондов энергопередающей организации в целом;

B_{α}

— расчетная годовая потребность энергопередающей организации в

α -материале или изделии (физ.ед/год).

18. Расчетная годовая потребность

B_{α}

энергопередающей организации в

α -материале или изделии определяется по формуле:

$$B_{\alpha} = B_{\alpha}^{\text{ВЛ}} + B_{\alpha}^{\text{ПС}} + B_{\alpha}^{\text{РС}} + B_{\alpha}^{\text{ТП}}$$

(7)

где

$B_{\alpha}^{\text{ВЛ}}$

— расчетная годовая потребность в

α -материале или изделии на ремонт ВЛ напряжением до 220 кВ включительно;

$B_{\alpha}^{\text{ПС}}$

— расчетная годовая потребность в

α -материале или изделии на ремонт подстанции напряжением до 220 кВ включительно;

B_{α}^{PC}

—
расчетная годовая потребность в

α

-материале или изделии на ремонт распределительной сети;

B_{α}^{TP}

—
расчетная годовая потребность в

α

-материале или изделии на ремонт трансформаторной подстанции.

19. Значения каждой из вышеуказанных составляющих определяется суммой годовой потребности в

α

-материале и изделии всех единиц объектов энергопередающей организации, рассчитываемой на основе норм среднегодового расхода материалов и изделий единиц объектов энергопередающей организации

Для подстанции расчет

B_{α}^{PC}

(физ.ед/год) выполняется по формуле:

$$B_{\alpha}^{PC} = \sum_1^i L_i Q_{\alpha i}$$

(8)

где

L_i

—
материал или изделие объекта ПС i -го типа;

$Q_{\alpha i}$

—
среднегодовая норма расхода

α

-материала или изделия подстанции i -го типа.

Аналогично рассчитываются значения

$B_{\alpha}^{ВЛ}$, B_{α}^{PC} , B_{α}^{TP}

20. Расчет фондов на материально-технические ресурсы для ремонтно-эксплуатационных нужд на будущий год производится в июле текущего года на основании информации из паспортных характеристик, о техническом состоянии и повреждаемости оборудования по состоянию на 31 декабря отчетного года определяется по формуле:

$$\Phi_i = \frac{V_i^d}{T^3} + V_i^n, \quad (9)$$

где Φ_i

— фонды i -го структурного подразделения;

V_i^d - объем дефектного материала (оборудования) i -го структурного подразделения по состоянию на 31 декабря отчетного периода;

V_i^n - объем поврежденного материала (оборудования) в течении отчетного года;

T^3

— расчетный период замены дефектного материала (оборудования), лет рассчитывается по формуле:

$$T^3 = \frac{\sum_{i=1}^n V_i^d}{\Phi - \sum_{i=1}^n V_i^n}, \quad (10)$$

где Φ

— объем фондов, предназначенных для распределения между n структурными подразделениями.

21. Расчет удельных фондов определяется по формуле:

$$\Phi_i^{уд} = (\Phi_{ii} / V^y)$$

100%. (11)

Примерный перечень объектов-представителей, входящих в характерную группу подстанций напряжением 110 кВ и выше

Силовые трансформаторы, реакторы.

Выключатели воздушные.

Выключатели масляные.

Выключатели вакуумные.

Выключатели элегазовые.

Выключатели нагрузки.

Отделители.

Короткозамыкатели.

Синхронные компенсаторы.

Трансформаторы напряжения.

Трансформаторы тока.

Разъединители.

Разрядники.

Изоляторы.

Шины.

Аккумуляторные батареи.

Выпрямительные устройства.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией.

Приложение 2
к Методике расчета норм расхода
материалов и изделий на ремонт
и техническое обслуживание
оборудования
подстанций напряжением 110
киловольт и более

Перечень материалов, необходимый для ремонта и технического обслуживания подстанций

Токопроводящие шины.

Провод.

Кабель.

Изоляторы.

Сталь профилированная.

Наконечники кабельные.

Аппаратные и петлевые зажимы.

Натяжная, поддерживающая и сцепная арматура.

Разрядники.

Предохранители с плавкими вставками.

Масло трансформаторное.

Д ли на ка бе ля	ба ка не ут еп ле нн ог о ба ка	м	310	310	350	380	380	380	380	340	370	310	310	350	380	380	380	380	340	370
3 3 3	Пров ода медн ые для ответ вления й обмот ок транс форм аторо в ПБОТ 3)	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	25	35	45	65	85	120	-
3 4	Пров ода медн ые неизо лиров анные гибки е МГ ⁴)	м	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
4	Лакокр асочны е																			

1) Масса обмоточного провода дана ориентировочно. Для каждого типа трансформатора масса провода уточняется по месту. При использовании фирменного обмоточного провода указанная масса провода берется с поправочным коэффициентом 1,1-1,15.

2) См. примечание к п. 1.1. Длина кабелей дана без учета технологического припуска на длину отводов для подсоединения обмотки для нагрева бака.

3) Длина проводов приведена для замены всех отводов. Необходимость замены отводов или их частей определяется по техническому состоянию. Для трансформаторов мощностью 16-80 МВА к указанным в таблице значениям необходимо добавить длину отводов обмотки РО, равную 190 м.

4) Длина проводов типа МГ дана на весь трансформатор. Необходимость замены проводов определяется по техническому состоянию.

8.	ных металлов																			
8.1.	Уголки стальные горячекатаные равнополочные	кг	200	200	220	220	220	250	250	350	450	200	200	220	220	220	250	250	350	450
9.	Прочие материалы																			
9.1.	Трубки стеклянные для опреления уровня жидкостей ¹⁾	кг	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8	1,8	1,8	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,8	1,8	1,8
9.2.	Рукава из нержавеющей	м	35	35	35	40	45	50	60	70	80	35	35	35	40	45	50	60		80

	ени ем тип а РЗ- Ц-Х 2)																	70		
9. 3.	Эле ктр оды пок рыт ые мет алл иче ски е для руч ной дуг ово й свар ки стал ей и нап лав ки ³⁾	кг	2	2	2,5	2,5	3	3	3,5	3,5	3,5	2	2	2,5	2,5	3	3	3,5	3,5	3,5
9. 4.	Пле нка пол иэт иле нов ая	м ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	30	40	40	45	50	60	70	100
9. 5.	Кан ифо ль сос нов ая	кг	0, 3	0, 4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,4	0,4	0,6	0,6	0,8	0,8	1	1,2	1,4
9. 6.	Кле й КМ Ц-м ети лце ллю лоза 75/	кг	0, 1	0, 1	0,2	0,3	0,35	0,4	0,5	0,5	0,55	0,3	0,4	0,6	0,8	1	1,2	1,4		1,6

10 1. 3.	нов ые для вво дов НН и СН ¹)	шт.	4	4	4	7	7	7	13	13	13	4	4	4	7	7	7	13	13	13
10 1. 4.	пр ок ла " Д шт. " Д шт. Ц " 1,2)	шт.	6	8	16	20	24	28	28	-	-	6	8	16	20	24	28	28	-	-
10 2.	Кле й 88 СА	кг	0, 5	0,6	0,65	0,7	0,7	0,7	0,8	1,4	1,6	0,5	0,6	0,65	0,7	0,7	0,7	0,8	1,4	1,4

1) При ремонте предусмотрена замена всех резинотехнических изделий. Массы резинотехнических изделий указаны без технологических припусков.

2) Из расчета двух прокладок на один поворотный затвор (Д) или задвижку (ДЦ) Количество прокладок уточняется по месту.

11 1.	Тек сти льн ые мат ери алы																			
11 1.	Вет ошь обт про чна я	кг	2	2	3	3	4	4	5	5	5	4	4	6	6	8	8	10	10	10
11 2.	Лак отка нь элек тро изо ляц ион ная ЛХ	м	1	1,10	1,2	1,3	1,5	1,6	1,7	1,8	2	5	5	5	5	7	10	12	12	

13.4.	серебряные ПСр 15 Полосы из припоя в серебряных ПСр 15	кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,2	0,25	0,25	0,25	0,3	0,3	0,5
-------	---	----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-----	-----	-----	------	------	------	-----	-----	-----

1) Материалы применяются в случае сушки активной части в собственном баке индукционным способом СО 34.46.605-2005 (РД 34-38-058-91).

2) Учтено 30% замены демпферов обмотки НН.

3) Для трансформаторов мощностью 63-250 МВА расход припоя дан с учетом паек обмоток РО.

4) Расход припоя дан в случае замены вводов 110 кВ.

14.	Электронные материалы																			
-----	-----------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

14.1.	Гетинакс электротехнический листовой V-1	кг	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
-------	--	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

14.2.	Трубки электротехнические	кг	2	2	2,5	2,5	2,5	3	3	3	3	4	4	5	5	5	6	6		6
-------	---------------------------	----	---	---	-----	-----	-----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---

4.1.	готовые к применению	кг	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
4.2.	Лак электроизоляции онный пропиточный ГФ-95 ^{1,2,3)}	кг	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	17	22,5	36,5	47,5	75	90	100
4.3.	Грунтовки АК-069 и АК-070 Грунтовки ФЛ-03К и ФЛ-03Ж	кг	1	1	1,5	1,5	1,5	2	2	4	5	6	6	6	7	8	
4.4.	Эмали ПФ-115	кг	20	25	30	30	30	35	40	20	25	30	30	30	35	40	
4.5.	Шпатлевки	кг	1	1	1,5	1,5	1,5	2	2	4	5	6	6	6	7	8	
4.6.	Растворитель 646 для лакокрасочных материалов	кг	7	8	10	10	10	12	14	7	8	10	10	10	12	14	
4.7.	Растворитель Р-4 для лакокрасочных материалов	кг	2	3	3	3	3	4	5	2	3	3	3	3	4	5	
4.8.	Лак КФ-965	кг	Из расчета 12 кг на 1 т стали для одноразового покрытия														
4.9.	Лаки бакелитовые ЛБС	кг	-	-	-	-	-	-	-	6	7	9,5	12	17	24	28	
<p>1) Для трансформаторов с РПН расход лакоткани необходимо увеличить для обмотки РО на 18 м.</p> <p>2) Для трансформаторов с РПН расход тафтяной ленты необходимо увеличить для обмотки РО на 1400 м.</p> <p>3) Применяется для пропитки обмоток в соответствии с технологией завода-изготовителя. Рекомендуется для пропитки регулировочных обмоток. Расход лака уточняется по месту.</p>																	
5.	Метизы																
5.1.	Болты с шестигранной головкой	кг	10	10	10	10	13	18	18	10	10	10	10	13	18	18	
5.2.	Гайки шестигранные	кг	3	3	3	3	4	5	5	3	3	3	3	4	5	5	
5.3.	Гвозди проволочные	кг	2	2	2	2,5	2,5	3	3	2	2	2	2,5	2,5	3	3	
6.	Нефтепродукты																
6.1.	Масла трансформаторные ¹⁾	кг	1800	1900	2100	2400	3500	3600	3800	1800	1900	2100	2400	3500	3600	3800	
6.2.	Смазка трансмиссионная полужидкая ЦИАТИМ-208	кг	4	4	4	5	5	5	5	7	7	7	10	10	10	10	
6.3.	Смазка, солидол жировой	кг	Из расчета 50 г на один электродвигатель														

6.4.	Парафины нефтяные твердые	кг	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,5	0,6	0,7	1	1	1,2	
6.5.	Уайт-спирит	кг	3	3	3,5	3,5	4	5	5	3	3	3,5	3,5	4	5	5	
1) Масса масла указана ориентировочно и уточняется для каждого типа трансформатора по месту.																	
7.	Пиломатериалы, в том числе																
7.1.	Пиломатериалы лиственных пород ¹⁾	м ³	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	
8.	Прокат черных металлов																
8.1.	Уголки стальные горячекатаные равнополочные	кг	200	200	200	250	250	300	350	200	200	200	250	250	300	350	
9.	Прочие материалы																
9.1.	Трубки стеклянные для определения уровня жидкостей ¹⁾	кг	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
9.2.	Рукава из стальной нержавеющей ленты с х/б уплотнением типа РЗ-Ц-Х ²⁾	м	40	45	45	50	55	60	70	40	45	45	50	55	60	70	
9.3.	Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки ³⁾	кг	2,5	2,5	2,5	4	4	4,5	5	2,5	2,5	2,5	4	4	4,5	5	
9.4.	Пленка полиэтиленовая	м ²	-	-	-	-	-	-	-	40	45	55	65	85	95	110	
9.5.	Канифоль сосновая	кг	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	0,4	0,5	0,6	0,8	1	1,2	1,5	
9.6.	Клей КМЦ-метилцеллюлоза 75/400 (порошок)	кг	0,1	0,1	0,2	0,3	0,35	0,4	0,5	0,6	0,8	1	1,4	1,4	2,0	2,3	
9.7.	Двуокись углерода твердая	кг	Из расчета 1 кг на 2,5 т масла														
1) Осуществлять замену при необходимости.																	

12.4.	Водно-спиртовой раствор	кг	0,2	0,2	0,2	0,25	0,25	0,3	0,35	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
12.5.	Ацетон технический	кг	1,5	1,5	1,5	2	2	2	3	2,5	2,5	2,5	2,5	3,5	4,5	4,5
13.	Цветные металлы и сплавы															
13.1.	Листы и полосы медные М1 ^{1,2)}	кг	0,12	0,12	0,2	0,3	0,5	0,8	1	0,25	0,25	0,45	0,65	1	1,7	3,0
13.2.	Сплавы медно-фосфористые МФ-10 ³⁾	кг	0,06	0,06	0,06	0,1	0,1	0,2	0,3	1	1	1	1,4	1,4	2	2,7
13.3.	Припой оловянно-свинцовые в изделиях ПОС-40 ⁴⁾	кг	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,14	0,13	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,3
13.4.	Припой серебряные ПСр15 Полосы из припоев серебряных ПСр 15	кг	-	-	-	-	-	-	-	0,25	0,25	0,25	0,3	0,3	0,3	0,35
<p>1) Материалы применяются в случае сушки активной части в собственном баке индукционным способом СО 34.46.605-2005 (РД 34-38-058-91).</p> <p>2) Учтено 30% замены демпферов обмотки НН.</p> <p>3) Для трансформаторов с РПН расход припоя дан с учетом паек обмоток РО.</p> <p>4) Расход припоя дан с учетом замены вводов 110 кВ.</p>																
14.	Электроизоляционные материалы															
14.1.	Гетинакс электротехнический листовой V-1	кг	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
14.2.	Трубки электротехнические бумажно-бакелитовые	кг	2	2,5	2,5	2,5	3	3	3	4	5	5	5	6	6	6

Таблица 3

Трансформаторы силовые двух- и трехобмоточные класса напряжения 150 кВ

		Мощность трансформаторов, кВА (с ПБВ и РПН)	
		90000	90000
		/	/

	Длина	утепленного бака	м	550	550	570	540	560	550	550	570	540	560
	кабеля	неутепленного бака	м	360	360	380	350	390	360	360	380	350	390
3.3.	Провода медные для ответвлений обмоток трансформаторов ПБОТ ³⁾		м	-	-	-	-	-	50	70	85	100	260
3.4.	Провода медные неизолированные гибкие МГ ⁴⁾		м	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

1) Масса обмоточного провода дана ориентировочно. Для каждого типа трансформатора масса провода уточняется по месту. При использовании фирменного обмоточного провода указанная масса провода берется с поправочным коэффициентом 1,1-1,15.

2) См. примечание к п. 1.1. Длина кабелей дана без учета технологического припуска на длину отводов для подсоединения обмотки для нагрева бака.

3) Длина проводов приведена для замены всех отводов. Необходимость замены отводов или их частей определяется по техническому состоянию. Для трансформаторов с РПН к указанным в таблице значениям необходимо добавить длину отводов обмотки РО, равную 190 м.

4) Длина проводов типа МГ дана на весь трансформатор. Необходимость замены проводов определяется по техническому состоянию.

4.	Лакокрасочные материалы												
4.1.	Краски масляные, готовые к применению		кг	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4.2.	Лак электроизоляционный пропиточный ГФ-95 ^{1,2)}		кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.3.	Грунтовки АК-069 и АК-070 Грунтовки ФЛ-03К и ФЛ-03Ж		кг	1,5	1,5	2	2	2	7	7	8	10	12
4.4.	Эмали ПФ-115		кг	35	35	40	50	60	35	35	40	50	60
4.5.	Шпатлевки		кг	1,8	1,8	2	2,5	3	7	7	8	10	12
4.6.	Растворитель 646 для лакокрасочных материалов		кг	11	11	13	17	20	11	11	13	17	20
4.7.	Растворитель Р-4 для лакокрасочных материалов		кг	4	4	4,5	5	7	4	4	4,5	5	7
4.8.	Лак КФ-965		кг	Из расчета 12 кг на 1 т стали для одноразового покрытия									
4.9.	Лаки бакелитовые ЛБС		кг	-	-	-	-	-	10	13	18	28	36

1) Для трансформаторов с РПН расход лакоткани необходимо увеличить для обмотки РО на 20 м.

2) Для трансформаторов с РПН расход тафтяной ленты необходимо увеличить для обмотки РО на 1600 м.

5.	Метизы											
5.1.	Болты с шестигранной головкой	кг	11	14	16	20	22	11	14	16	20	22
5.2.	Гайки шестигранные	кг	4,0	4,0	5,0	6,5	7	4	4	5	6,5	7
5.3.	Гвозди проволочные	кг	3,0	3	4	4	4	3	3	4	4	4
6.	Нефтепродукты											
6.1.	Масло трансформаторное ¹⁾	кг	25000	30000	38000	40000	42000	25000	30000	38000	40000	42000
6.2.	Смазка трансмиссионная полужидкая ЦИАТИМ-221	кг	4	4	5	5	5	7	7	10	10	10
6.3.	Смазка, солидол жировой	кг	Из расчета 50 г на один электродвигатель									
6.4.	Парафины нефтяные твердые	кг	-	-	-	-	-	0,7	0,8	1	1	1,2
6.5.	Уайт-спирит	кг	3,5	3,5	4	5	5	3,5	3,5	4	5	5
1) Масса масла указана ориентировочно и уточняется для каждого типа трансформатора по месту.												
7.	Пиломатериалы, в том числе											
7.1.	Пиломатериалы лиственных пород	м ³	0,3	0,4	0,5	0,5	1,5	0,3	0,4	0,5	0,5	1,5
8.	Прокат черных металлов											
8.1.	Уголки стальные горячекатаные равнополочные	кг	210	250	320	370	500	210	250	320	370	420
9.	Прочие материалы											
9.1.	Трубки стеклянные для определения уровня жидкостей ¹⁾	кг	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
9.2.	Рукава из стальной нержавеющей ленты с х/б уплотнением типа РЗ-Ц-Х ²⁾	м	55	60	65	75	85	55	60	65	75	85
9.3.	Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки ³⁾	кг	4,5	4,5	5	5,5	6	4,5	4,5	5	5,5	6

	нение м:																
2 · 1 · 1	марки А (для цилин дров)	кг	-	-	-	-	-	-	-	500	600	900	100 0	110 0	120 0	140 0	1
2 · 1 · 2	марки Б (прочи е издел ия)	кг	-	-	-	-	-	-	-	800	100 0	120 0	130 0	140 0	150 0	160 0	2
2 · 1 · 3	марки В (прокл адки)	кг	-	-	-	-	-	-	-	600	700	750	800	850	900	1000	1
2 · 1 · 4	рулон ный марки Г	кг	5	5	6	6	6	7	7	50	60	70	80	80	80	90	9
2 · 2 · 2	Бумаг а кабел ьная КВМ- 1201)	кг	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	5	5	5	5	5	5	6	6
2 · 3 · 3	Бумаг а электр оизол яцион ная крепи рован ная ЭКТ М	кг	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	5	5
2 · 4 · 4	Бумаг а электр оизол яцион ная транс форма торна я ТВ- 1202)	кг	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	5	5	5	5	5	5	6	6

4	Эмали ПФ-115	кг	40	40	45	50	55	65	80	40	40	45	50	55	65	80	
4	Шпатлевки	кг	2	2	2	2	2,5	3	3	8	8	9	10	11	13	16	
4	Растворитель 646 для лакокрасочных материалов	кг	10	12	13,5	15	17,5	22	24	10	12	13,5	15	17,5	22	24	
4	Растворитель Р-4 для лакокрасочных материалов	кг	4	4	5	5,5	6	6,5	7	4	4	5	5,5	6	6,5	7	
4	Лак КФ-965	кг	Из расчета 12 кг на 1 т стали для одноразового покрытия														
4	Лаки бакелитовые ЛБС	кг	-	-	-	-	-	-	-	22	25	30	32	35	40	50	
<p>1) Для трансформаторов с РПН расход лакоткани необходимо увеличить для обмотки РО на 10 м.</p> <p>2) Для трансформаторов с РПН расход тафтяной ленты необходимо увеличить для обмотки РО на 500 м.</p>																	
5	Метизы																
5	Болты с шестигранной головкой	кг	14	16	18	20	22	24	26	14	16	18	20	22	24	26	
5	Гайки шестигранные	кг	5	5	6	7	7,5	8	8,5	5	5	6	7	7,5	8	8,5	

5 · 3 · · · · ·	Гвозд и прово лочны е	кг	3	3	3	4	4	4	5	3	3	3	4	4	4	5
6 ·	Нефте проду кты															
6 · 1 · · · ·	Масло транс форма торно е ¹⁾	кг	200 0	25000	38500	50000	60000	625 00	70000	200 00	250 00	385 00	500 00	600 00	625 00	700 00
6 · 2 · · · ·	Смазк а транс мисси онная полуж идкая ЦИАТ ИМ- 221	кг	4	4	4	5	5	5	5	7	7	7	10	10	10	10
6 · 3 · · · ·	Смазк а, солид ол жиров ой	кг	Из расчета 50 г на один электродвигатель													
6 · 4 · · · ·	Параф ины нефтя ные тверд ые	кг	-	-	-	-	-	-	-	0,9	0,9	1,1	1,2	1,3 5	1,4	1,5
6 · 5 · ·	Уайт- спирит	кг	4	4	4	5	5	5,5	6	4	4	4	5	5	5,5	6
1) Масса масла указана ориентировочно и уточняется для каждого типа трансформатора по месту.																
7 ·	Пило матер иалы, в том числе															
7 · 1 · · · ·	Пило матер иалы листв енных пород	м ³	0,9	0,9	0,9	0,9	0,95	1,2	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9 5	1,2	1,2

1	трансформаторов УМ:																
10	резина полосовая ¹⁾	кг	14	14	14	16	18	18	30	14	14	16	16	18	18	30	
10	резина рулонная	кг	20	25	30	35	40	45	45	20	25	30	35	40	45	45	
10	кольца резиновые для ввода в НН и СН ¹⁾	шт	6	6	12	12	12	12	12	6	6	12	12	12	12	12	
10	прокладки резиновые	шт	18	18	-	-	-	-	-	18	18	-	-	-	-	-	
10	резинины вые (1,2)	шт	-	-	20	22	24	26	28	-	-	20	22	24	26	28	
10	Клей резиновый 88 СА	кг	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,6	1,8	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,6	1,8	

1) При ремонте предусмотрена замена всех резинотехнических изделий. Массы резинотехнических изделий указаны без технологических припусков.

2) Из расчета двух прокладок на один поворотный затвор (Д) или задвижку (ДЦ). Количество прокладок уточняется по месту.

1	Текстильные материалы																
1	Ветошь		4	4	4	5	6	7	8	8	8	8	10	12	14	16	

1	обтирочная	кг														
112	Лакоткань электроизоляционная	м	2	2	2	2	3	5	6	15	15	20	25	30	40	45
113	Ленты для электроопромывальности:															
1131	киперная ЛЭ-24 х/б	м	20	20	20	20	25	27,5	32,5	400	400	400	400	500	550	650
1132	тафтяная ЛЭ-32 х/б ²⁾	м	50	55	60	80	100	120	130	500	550	600	800	1000	1200	1300
112	Химикаты															
121	Бура	кг	0,15	0,15	0,15	0,15	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
122	Силикатный	кг	200	250	385	500	600	620	700	200	250	385	500	600	620	700
123	Силикатиндикатор	кг	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
12	Водно-спиртовый		0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,9	0,9	1	1,1	1,2	1,4	1,6

4	раствор	кг														
1 2 5	Ацети- техни- чески й	кг	1,5	1,5	1,5	1,5	2	3	3	4	4	4,5	5	5,5	6	7
1 3	Цветн ые метал лы и сплав ы															
1 3 1	Листы и полос ы медны е М1 ¹ , 2)	кг	-	-	-	-	-	-	-	2	2	4	6	7	8	10
1 3 2	Сплав ы медно - фосфо ристы е МФ- 10 ³)	кг	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	1	1	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7
1 3 3	Припо и оловя нно-с винцо вые в издел иях ПОС- 40 ⁴)	кг	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	1,6	1,6	1,8	2	2,2	2,5	2,7
1 3 4	Припо и сереб ряные ПСр1 5 Полос ы из припо е в сереб	кг	-	-	-	--	-	=	-	0,3	0,3	0,3	0,3 5	0,4	0,4 5	0,5

1 4	ряных ПСр1 5																	
<p>1) Материалы применяются в случае сушки активной части в собственном баке индукционным способом СО 34.46.605-2005 (РД 34-38-058-91).</p> <p>2) Учтено 30% замены демпферов обмотки НН.</p> <p>3) Для трансформаторов с РПН расход припоя дан с учетом паяк обмоток РО.</p> <p>4) Расход припоя дан с учетом замены вводов 220 кВ.</p>																		
1 4	Элект роизо ляцио нные матер иалы																	
1 4	Гетин акс электр отехн ическ ий листо вой V -1	кг	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
1 4 2	Трубки электр отехн ическ ие бумаж но-бак елито вые	кг	4	4	4,5	5	5,5	6	7	7	8	9	10	11	12	14		

Таблица 5

Трансформаторы силовые двух- и трехобмоточные класса напряжения 330 кВ

№ п/п	Наименование материалов	Ед. изм.	Мощность трансформаторов, кВА (с ПБВ и РПН)					
			125000	250000	400000 и более	125000	250000	400000 и более
			Нормы расхода материалов на ремонт					
			по типовой номенклатуре работ			с заменой обмоток и изоляции		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Асбестовые изделия							
1.1.	Шнуры асбестовые	кг	0,1	0,1	0,1	2	3	3,5
1.2.	Картон асбестовый	кг	10	10	10	20	30	40
1.3.	Ткани асбестовые ¹⁾	м ²	100	120	140	100	120	140

2.	Бумажная продукция							
2.1.	Электрокартонэлектроизоляционный для трансформаторов и аппаратов с масляным заполнением:							
2.1.1.	марки А (для цилиндров)	кг	-	-	-	1400	1500	1800
2.1.2.	марки Б (прочие изделия)	кг	-	-	-	1500	2000	2200
2.1.3.	марки В (прокладки)	кг	-	-	-	900	1000	1100
2.1.4.	рулонный марки Г	кг	6	7	7	80	80	90
2.2.	Бумага кабельная КВМ-120 2)	кг	0,3	0,3	0,4	5	5	6
2.3.	Бумага электроизоляционная крепированная ЭКТМ	кг	0,3	0,3	0,4	4,5	4,5	5
2.4.	Бумага электроизоляционная трансформаторная ТВ-120 ¹⁾	кг	0,3	0,3	0,4	5	5	6

1) Масса бумаги дана без учета расхода, необходимого для изоляции отожженного провода. Для трансформаторов с РПН расход бумаги необходимо увеличить на 10 кг для обмотки РО.

3.	Кабельная продукция								
3.1.	Провода обмоточные ¹⁾		кг	-	-	-	26000	39000	62000
3.2.	Кабели многожильные гибкие подвесные ²⁾ :								
	Длина кабеля	утепленного бака	м	640	560	520	640	560	520
неутепленного бака		м	400	340	320	400	340	320	
3.3.	Провода медные для ответвлений обмоток трансформаторов ПБОТ ³⁾		м	-	-	-	-	=	
3.4.	Провода медные неизолированные гибкие МГ ⁴⁾		м	30	42	90	30	42	90

1) Масса обмоточного провода дана ориентировочно. Для каждого типа трансформатора масса провода уточняется по месту. При использовании фирменного обмоточного провода указанная масса провода берется с поправочным коэффициентом 1,1-1,15.

2) См. примечание к п. 1.1. Длина кабелей дана без учета технологического припуска на длину отводов для подсоединения обмотки для нагрева бака.

3) Отводы выполнены медными шинами и трубами. Необходимость замены отводов или их частей определяется по техническому состоянию. Для трансформаторов с РПН суммарная длина отводов обмотки РО составляет 36 м.

4) Длина проводов типа МГ дана на весь трансформатор. Необходимость замены проводов определяется по техническому состоянию.

4.	Лакокрасочные материалы							
4.1.	Краски масляные, готовые к применению		кг	1	1	1	1	1

4.2.	Лак электроизоляционный пропиточный ГФ-95 ^{1,2)}	кг	-	-	-	-	-	-
4.3.	Грунтовки АК-069 и АК-070 Грунтовки ФЛ-03К и ФЛ-03Ж	кг	3	3	4	14	16	18
4.4.	Эмали ПФ-115	кг	70	80	90	70	80	90
4.5.	Шпатлевки	кг	3	4	4,5	14	16	18
4.6.	Растворитель 646 для лакокрасочных материалов	кг	21	24	27	21	24	27
4.7.	Растворитель Р-4 для лакокрасочных материалов	кг	7	8	9	7	8	9
4.8.	Лак КФ-965	кг	Из расчета 12 кг на 1 т стали для одноразового покрытия					
4.9.	Лаки бакелитовые ЛБС	кг	-	-	-	35	45	50

1) Для трансформаторов с РПН расход лакоткани необходимо увеличить для обмотки РО на 10 м.

2) Для трансформаторов с РПН расход тафтяной ленты необходимо увеличить для обмотки РО на 500 м.

5.	Метизы							
5.1.	Болты с шестигранной головкой	кг	20	24	26	20	24	26
5.2.	Гайки шестигранные	кг	7	8	8,5	7	8	8,5
5.3.	Гвозди проволочные	кг	4	4	5	4	4	5
6.	Нефтепродукты							
6.1.	Масло трансформаторное ¹⁾	кг	50000	56000	65000	50000	56000	65000
6.2.	Смазка трансмиссионная полужидкая ЦИАТИМ-221	кг	4	4,5	5	5	6	7
6.3.	Смазка, солидол жировой	кг	Из расчета 50 г на один электродвигатель					
6.4.	Парафины нефтяные твердые	кг	-	-	-	1,2	1,4	1,5
6.5.	Уайт-спирит	кг	5	5,5	6	5	5,5	6

1) Масса масла указана ориентировочно и уточняется для каждого типа трансформатора по месту.

7.	Пиломатериалы, в том числе							
7.1.	Пиломатериалы листовых пород	м ³	0,9	1,2	1,3	0,9	1,2	1,3
8.	Прокат черных металлов							
8.1.	Уголки стальные горячекатаные равнополочные	кг	400	470	500	400	470	500
9.	Прочие материалы							
9.1.	Трубки стеклянные для определения уровня жидкостей ¹⁾	кг	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
9.2.	Рукава из стальной нержавеющей ленты с х/б уплотнением типа РЗ-Ц-Х ²⁾	м	85	95	100	85	95	100

9.3.	Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки ³⁾	кг	8	9	10	8	9	10
9.4.	Пленка полиэтиленовая	м ²	-	-	-	190	200	220
9.5.	Канифоль сосновая	кг	0,15	0,2	0,25	1,5	2	2,5
9.6.	Клей КМЦ-метилцеллюлоза 75/400 (порошок)	кг	1	1,3	1,5	3	4	4,5
9.7.	Двуокись углерода твердая	кг	Из расчета 1 кг на 2,5 т масла					

1) Осуществлять замену при необходимости.

2) При ремонте предусмотрена замена всех рукавов.

3) Масса электродов должна быть уточнена при ремонте трансформатора по месту.

10.	Резинотехнические изделия							
10.1.	Пластина резиновая для трансформаторов:							
10.1.1.	резина полосовая ¹⁾	кг	17	17	20	17	17	20
10.1.2.	резина рулонная	кг	37	38	40	37	38	40
10.1.3.	кольца резиновые для вводов НН и СН ¹⁾	шт.	12	12	12	12	12	12
10.1.4.	прокладки резиновые ^{1,2)}	"Д"	шт.	-	-	-	-	-
		"ДЦ"	шт.	18	18	22	18	18
10.2.	Клей резиновый 88 СА	кг	1,8	1,8	2	1,8	1,8	2

1) При ремонте предусмотрена замена всех резинотехнических изделий. Массы резинотехнических изделий указаны без технологических припусков.

2) Из расчета двух прокладок на один поворотный затвор (Д) или задвижку (ДЦ). Количество прокладок уточняется по месту.

11.	Текстильные материалы							
11.1.	Ветошь обтирочная	кг	4	5	6	20	25	30
11.2.	Лакооткань электроизоляционная	м	3	3	6	30	45	50

11.3.	Ленты для электропромышленности							
11.3.1.	киперная	м	22,5	30	35	450	600	700
11.3.2.	тафтяная	м	50	50	50	500	500	500
12.	Химикаты							
12.1.	Бура	кг	0,15	0,2	0,25	0,3	0,4	0,5
12.2.	Силикагель технический	кг	500	560	650	500	560	650

12.3.	Силикагель-индикатор	кг	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
12.4.	Водно-спиртовый раствор	кг	0,3	0,5	0,7	1	1,5	2
12.5.	Ацетон технический	кг	1,5	2	3	5	6	7
13.	Цветные металлы и сплавы							
13.1.	Листы и полосы медные М1 ^{1,2)}	кг	-	-	-	4	5	6
13.2.	Сплавы медно-фосфористые МФ-10 ³⁾	кг	0,5	0,5	0,6	1,4	1,6	1,7
13.3.	Припой оловянно-свинцовые в изделиях ПОС-40 ⁴⁾	кг	0,2	0,2	0,2	1,2	1,4	1,6
13.4.	Припой серебряные ПСр15 Полосы из припоев серебряных ПСр15	кг	-	-	-	0,35	0,45	0,5

1) Материалы применяются в случае сушки активной части в собственном баке индукционным способом

2) Учтено 30% замены демпферов обмотки НН.

3) Для трансформаторов с РПН расход припоя дан с учетом паек обмоток РО.

4) Расход припоя дан с учетом замены вводов 330 кВ и 110 кВ.

14.	Электроизоляционные материалы							
14.1.	Гетинакс электротехнический листовой V-1	кг	10	10	10	10	10	10
14.2.	Трубки электротехнические бумажно-б	кг	5	6	7	10		14

	акелитовы е ²)														12	
--	-------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----	--

Таблица 6

Трансформаторы силовые двух- и трехобмоточные класса напряжения 500 кВ

№ п/ п	Наименование материалов	Единица измерения	Мощность трансформаторов, кВА (с ПБВ и РПН)												
			125000	167000 1)	267000 1)	250000	400000	630000 и более	125000	167000 1)	267000 1)	25 00 00	40 00 00	63 00 00	
			по типовой номенклатуре работ						с заменой обмоток и изоляции						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1.	Асбестовые изделия														
1.1	Шнуры асбестовые	кг	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	2	2,5	2,5	3	3,5	4	
1.2	Картон асбестовый	кг	10	10	10	10	10	10	20	25	25	30	40	50	
1.3	Ткани асбестовые	м ²	100	70	80	120	140	150	100	70	80	120	140	150	
2.	Бумажная продукция														
2.1	Электрокартон электроизоляционный для трансформаторов и аппаратов с масляным заполнением :														
2.1.1	марки А (для цилиндров)	кг	-	-	-	-	-	-	900	1000	1100	1300	1400	1500	
2.1.2	марки Б (прочие изделия)	кг	-	-	-	-	-	-	2500	3200	3500	3600	3700	3800	

2.1 3.	марки В (прокладки)	кг							800	900	1000	13 00	14 00	15 00
2.1 4.	рулонный марки Г	кг	2	2,5	2,5	5	5	5	100	50	70	15 0	15 0	15 0
2.2	Бумага кабельная КВМ-120 ²)	кг	0,3	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	5	1	1,5	5	6	6,5
2.3	Бумага электроизоляционная крепованная ЭКТМ	кг	0,3	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	4,5	1,5	2	5	6	7
2.4	Бумага электроизоляционная трансформаторная ТВ-120 ¹⁾	кг	0,3	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	4,5	1,5	2	5	6	7

1) Масса бумаги дана без учета расхода, необходимого для изоляции отожденного провода. Для трансформаторов с РПН расход бумаги необходимо увеличить на 5 кг для обмотки РО.

3.	Кабельная продукция													
3.1	Провода обмоточные ¹⁾	кг	-	-	-	-	-	-	20000	22000	26000	26 00 0	37 40 0	52 00 0
3.2	Кабели многожильные гибкие подвесные ²⁾													
	утепленная оболочка	м	640	580	570	500	500	500	640	580	570	50 0	50 0	50 0
	неутепленная оболочка	м	400	375	360	340	340	340	400	375	360	34 0	34 0	

10.1.	Пластина резиновая для трансформаторов УМ:													
10.1.1.	резина полосовая ¹⁾	кг	5	5	6	11	13	13	5	5	6	11	13	13
10.1.2	резина рулонная	кг	20	20	22	17	15	15	20	20	22	17	15	15
10.1.3.	кольца резиновые для вводов НН и СН ¹⁾	шт	12	4	4	12	12	12	12	4	4	12	12	12
10.1.4.	прокладки резиновые 1,2)	"Д"	шт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		"ДЦ"	шт	18	12	14	18	22	22	18	12	14	18	22
10.2.	Клей 88 СА	кг	1,8	1,5	1,5	1,8	2	2,5	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1

1) При ремонте предусмотрена замена всех резинотехнических изделий. Массы резинотехнических изделий указаны без технологических припусков.

2) Из расчета двух прокладок на один поворотный затвор (Д) или задвижку (ДЦ). Количество прокладок уточняется по месту

11.	Текстильные материалы													
11.1.	Ветошь обтирочная	кг	4	4,5	4,5	5	6	7	20	22	22	25	30	35
11.2.	Лакоткань электроизоляционная ЛХММ-105 0,24	м	6	4	4	9	10	11	30	20	20	45	50	55
11.3.	Ленты для электропромышленности:													
11.3.1	киперная ЛЭ 20-24 х/б	м	30	35	40	40	50	60	600	700	800	800	1000	1200
11.3.2	тафтяная ЛЭ 20-32 х/б	м	20	10	10	20	30	40	200	100	100	200	300	400
12.	Химикаты													
12.1.	Бура	кг	0,15	0,17	0,17	0,2	0,25	0,3	0,3	0,35	0,35	0,4	0,5	0,6
12.2.	Силикагель технический	кг	500	400	480	560	650	780	500	400	480	560	650	780
12.3.	Силикагель-индикатор	кг	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
12.4.	Водно-спиртовой раствор	кг	0,3	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1	1	1,2	1,5	2	2,5

12.5.	Ацетон технический ГОСТ 2768-84	кг	1,5	1,5	1,5	2	2	3	5	5,5	5,5	6	7	8
13.	Цветные металлы и сплавы													
13.1.	Листы и полосы медные М1 ^{1,2,)}	кг	-	-	-	-	-	-	4	1,4	1,6	5	6	6,5
13.2.	Сплавы медно-фосфор истые МФ-10 ³ ,4)	кг	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,7	0,7	0,7 5	0,8	0,8 5	0,9
13.3.	Припой оловянно-свин цовые в изделиях ПОС -40 ⁵⁾	кг	0,03	0,06	0,06	0,04	0,05	0,06	0,3	0,6	0,6	0,4	0,5	0,6
13.4.	Припой серебряные ПСр15 Полосы из припоев серебряных ПСр15	кг	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3	0,3 5	0,4 5	0,5	0,5 5
<p>1) Однофазные автотрансформаторы.</p> <p>2) Материалы применяются в случае сушки активной части в собственном баке индукционным способом.</p> <p>3) Учтено 30% замены демпферов обмотки НН.</p> <p>4) Для трансформаторов с РПН расход припоя дан с учетом паек обмоток РО.</p> <p>5) Расход припоя дан с учетом замены вводов 500 кВ и 220 кВ (или 110 кВ).</p>														
14.	Электроизоля ционные материалы													
14.1.	Гетинакс электротехнич еский листовой V-1	кг	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
14.2.	Трубки электротехнич еские бумажно-баке литовые	кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 7

Трансформаторы силовые трехобмоточные класса напряжения 750 кВ

				Мощность трансформаторов, кВА (с РПН)	

№ п/п	Наименование материалов	Ед. изм.	333000 1)		417000 ¹⁾		333000 1)		417000 1)	
			Нормы расхода материалов на ремонт							
			по типовой номенклатуре работ				с заменой обмоток и изоляции			
1	2	3	4	5	6	7				
1.	Асбестовые изделия									
1.1.	Шнуры асбестовые	кг	0,1	0,1	3,0	3,5				
1.2.	Картон асбестовый	кг	10	10	25	25				
1.3.	Ткани асбестовые ¹⁾	м ²	120	120	120	120				
2.	Бумажная продукция									
2.1.	Электрокартонэлектроизоляционный для трансформаторов и аппаратов с масляным заполнением:									
2.1.1.	марки А (для цилиндров)	кг	-	-	2200	2300				
2.1.2.	марки Б (прочие изделия)	кг	-	-	5800	6500				
2.1.3.	марки В (прокладки)	кг	-	-	1300	1500				
2.1.4.	рулонный марки Г	кг	3,0	3,0	180	200				
2.2.	Бумага кабельная КВМ-120 ²⁾	кг	0,3	0,3	3,0	3,5				
2.3.	Бумага электроизоляционная крепированная ЭКТМ	кг	0,3	0,3	4,0	4,5				
2.4.	Бумага электроизоляционная трансформаторная ТВ-120 ¹⁾	кг	0,3	0,3	4,0	4,5				
¹⁾ Масса бумаги дана без учета расхода, необходимого для изоляции отожденного провода. Для трансформаторов с РПН расход бумаги необходимо увеличить на 10 кг для изоляции отводов обмотки РО.										
3.	Кабельная продукция									
3.1.	Провода обмоточные ¹⁾	кг	-	-	41400	44000				
3.2.	Кабели многожильные гибкие подвесные ²⁾ :									
	Длина кабеля	утепленного бака	м	550	550	550	550			
		неутепленного бака	м	380	380	380	380			
3.3.	Провода медные для ответвлений обмоток трансформаторов ПБОТ ³⁾	м	-	-	-	-				
3.4.	Провода медные неизолированные гибкие МГ ⁴⁾	м	45	60	45	60				
¹⁾ Масса обмоточного провода дана ориентировочно. Для каждого типа трансформатора масса провода уточняется по месту. При использовании фирменного обмоточного провода указанная масса провода берется с поправочным коэффициентом 1,1-1,15. ²⁾ См. примечание к п. 1.1. Длина кабелей дана без учета технологического припуска на длину отводов для подсоединения обмотки для нагрева бака.										

3) Длина проводов приведена для замены всех отводов. Необходимость замены отводов или их частей определяется по техническому состоянию. Для трансформаторов с РПН необходимо добавить длину отводов обмотки РО на 190 м.

4) Длина проводов типа МГ дана на весь трансформатор. Необходимость замены проводов определяется по техническому состоянию.

4.	Лакокрасочные материалы					
4.1.	Краски масляные, готовые к применению	кг	1,0	1,0	1,0	1,0
4.2.	Лак электроизоляционный пропиточный ГФ-95 ^{1,2)}	кг	-	-	-	<input type="checkbox"/>
4.3.	Грунтовки АК-069 и АК-070 Грунтовки ФЛ-03К и ФЛ-03Ж	кг	3,0	3,0	16	16
4.4.	Эмали ПФ-115	кг	80	80	80	80
4.5.	Шпатлевки	кг	4,0	4,0	16	16
4.6.	Растворитель 646 для лакокрасочных материалов	кг	24	24	24	24
4.7.	Растворитель Р-4 для лакокрасочных материалов	кг	8,0	8,0	8,0	8,0
4.8.	Лак КФ-965	кг	Из расчета 12 кг на 1 т стали для одноразового покрытия			
4.9.	Лаки бакелитовые ЛБС	кг	-	-	90	105

1) Для трансформаторов с РПН расход лакоткани необходимо увеличить для обмотки РО на 10 м.

2) Для трансформаторов с РПМ расход тафтяной ленты необходимо увеличить для обмотки РО на 100 м.

5.	Метизы					
5.1.	Болты с шестигранной головкой	кг	25	25	25	25
5.2.	Гайки шестигранные	кг	8	8	8	8
5.3.	Гвозди проволочные	кг	5	5	5	5
6.	Нефтепродукты					
6.1.	М а с л о трансформаторное ¹⁾	кг	90000	90000	90000	90000
6.2.	С м а з к а трансмиссионная полужидкая ЦИАТИМ-221	кг	4,0	4,0	5,0	5,0
6.3.	Смазка, солидол жировой	кг	Из расчета 50 г на один электродвигатель			
6.4.	Парафины нефтяные твердые	кг	-	-	0,7	0,8
6.5.	Уайт-спирит	кг	5,0	6,0	5,0	6,0

1) Масса масла указана ориентировочно и уточняется для каждого типа трансформатора по месту.

7.	Пиломатериалы, в том числе					
7.1.	Пиломатериалы лиственных пород	м ³	0,8	0,8	0,8	0,8

8.	Прокат черных металлов					
8.1.	Уголки стальные горячекатаные равнополочные ^{1,2)}	кг	400	400	400	400

1) Однофазные автотрансформаторы.

2) Материалы применяются в случае сушки активной части в собственном баке индукционным способом

9.	Прочие материалы					
9.1.	Трубки стеклянные для определения уровня жидкостей	кг	-	-	-	-
9.2.	Рукава из стальной нержавеющей ленты с х/б уплотнением типа РЗ-Ц-Х ¹⁾	м	40	40	40	40
9.3.	Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки ²⁾	кг	9,0	9,0	9,0	9,0
9.4.	Пленка полиэтиленовая	м ²	-	-	160	180
9.5.	Канифоль сосновая	кг	0,15	0,15	1,5	2,0
9.6.	К л е й КМЦ-метилцеллюлоза 75/400 (порошок)	кг	0,4	0,4	11	12
9.7.	Двуокись углерода твердая	кг	Из расчета 1 кг на 2,5 т масла			

1) При ремонте предусмотрена замена всех рукавов.

2) Масса электродов должна быть уточнена при ремонте трансформатора по месту.

10.	Резинотехнические изделия					
10.1.	Пластина резиновая для трансформаторов УМ:					
10.1.1.	резина полосовая ¹⁾	кг	16,5	17	16,5	17
10.1.2.	резина рулонная	кг	20	20	20	20
10.1.3.	кольца резиновые для вводов НН и СН ¹⁾	шт.	4	4	4	4
10.1.4.	прокладки резиновые ^{1,2)}	"Д"	шт.	-	-	-
		"ДЦ"	шт.	20	20	20
10.2.	Клей резиновый 88 СА	кг	3,4	3,5	3,4	3,5

1) При ремонте предусмотрена замена всех резинотехнических изделий. Массы резинотехнических изделий указаны без технологических припусков.

2) Из расчета двух прокладок на один поворотный затвор (Д) или задвижку (ДЦ). Количество прокладок уточняется по месту.

--	--	--	--	--	--	--

11.	Текстильные материалы					
11.1.	Ветошь обтирочная	кг	6,0	6,5	30	35
11.2.	Лакоткань электроизоляционная ЛХММ-105 0,24	м	5,0	5,0	30	30
11.3.	Ленты для электропромышленности:					
11.3.1	киперная ЛЭ 20-24 х/б	м	50	50	1100	1200
11.3.2	гафтяная ЛЭ 20-32 х/б	м	20	20	150	150
12.	Химикаты					
12.1.	Бура	кг	0,17	0,17	0,4	0,4
12.2.	Силикагель технический	кг	900	900	900	900
12.3.	Силикагель-индикатор	кг	0,2	0,2	0,2	0,2
12.4.	Водно-спиртовой раствор	кг	0,5	0,7	1,5	2,0
12.5.	Ацетон технический ГОСТ 2768-84	кг	5,5	6,0	5,5	6,0
13.	Цветные металлы и сплавы					
13.1.	Листы и полосы медные М1 ¹⁾	кг	-	-	1,0	1,0
13.2.	С п л а в ы медно-фосфористые МФ-10 ²⁾	кг	0,05	0,05	1,5	1,7
13.3.	П р и п о и оловянно-свинцовые в изделиях ПОС-40 ³⁾	кг	0,06	0,06	0,6	0,6
13.4.	Припои серебряные ПСр15 Полосы из припоев серебряных ПСр15	кг	-	-	0,4	0,4
<p>¹⁾ Учтено 30% замены демпферов обмотки НН.</p> <p>²⁾ Для трансформаторов с РПН расход припоя дан с учетом паек обмоток РО.</p> <p>³⁾ Расход припоя дан с учетом замены вводов 750 кВ и 500 кВ.</p>						
14.	Электроизоляционные материалы					
14.1	Г е т и н а к с электротехнический листовой V-1	кг	10	10	10	10
14.2.	Т р у б к и электротехнические бумажно-бакелитовые	кг	-	-	-	-

Пример расчета норм расхода материалов на ремонт трансформаторных подстанций

В примере рассматривается расчет объектной нормы расхода материалов на ремонт и техническое обслуживание МТП-6-10 кВ для ситуаций, когда предусматривается:

- 1) замена отдельных элементов;
- 2) ремонт узлов.

Расчет среднегодовой нормы для ситуации, обусловленной заменой элементов, иллюстрируется на примере ремонтно-эксплуатационного обслуживания изоляции ошиновки 10 кВ, состоящей из трех стеклянных изоляторов на деревянных стойках.

Расчет нормы осуществляется с использованием нормативной характеристики потока отказов изолирующих.

На характеристике выделяются два расчетных интервала, характеризующиеся близкими значениями относительной величины ежегодных отказов от 0 до 21 года и от 21 года до 30 лет, для которых относительная среднегодовая величина отказов изолирующих устройств составляет соответственно 0,000216 и 0,0173.

Тогда, ежегодное количество отказов изолирующих элементов 10 кВ на МТП определяется по формуле 1 и в указанных интервалах соответственно составит:

$$I'_{\text{изол.устр. 10 кВ МТП год}} = 0,000216 \times 3 = 0,000648_{\text{изол.устр. 10 кВ /МТП год}}$$

$$I''_{\text{изол.устр. 10 кВ МТП год}} = 0,0173 \times 3 = 0,0519_{\text{изол.устр. 10 кВ /МТП год}}$$

Ежегодное средневзвешенное по интервалам количество отказов изолирующих элементов МТП определяем по формуле 2 с учетом сложившегося в энергосистеме по срокам эксплуатации количественного распределения МТП по установленным интервалам:

1) в первом интервале - 2000 шт.;

2) во втором интервале - 500 шт.

$$I_{\text{ср.изол.устр.10кВМТПгод}} = \frac{0,000648 \times 2000 + 0,0519 \times 500}{2500} = 0,0109_{\text{изол. устр. 10 кВ / МТП год}}$$

Составляющая объектной среднегодовой нормы расхода материалов (изоляторы ШС-10) на единицу МТП, обусловленная заменой элементов, определяется по формуле 3 и соответственно составит:

$$Q'_{\text{ШС-10 МТП}} = 1 \times 0,0109 = 0,0109$$

Расчет составляющей объектной среднегодовой нормы расхода материалов на ремонт и техническое обслуживание МТП-6-10 кВ, обусловленной выполнением ремонта отдельных узлов, рассматривается на примере окраски оборудования и строительных конструкций МТП.

В соответствии с действующими в энергосистеме нормами расход красителей по видам работ составит:

Расход красителей при капитальном ремонте МТП:

- 1) окраска щита сборки - 0,6 кг;
- 2) окраска трансформатора - 1,0 кг;
- 3) окраска конструкций разъединителя - 0,3 кг;
- 4) окраска рамы предохранителя - 0,1 кг;
- 5) окраска металлических частей разрядников - 0,17 кг;

Итого на капитальный ремонт оборудования - 2,17 кг.

Окраска ограждения - 2,0 кг.

Итого на капитальный ремонт строительной части - 2,0 кг.

Расход красителя на техническое обслуживание МТП:

- 1) проверка и профилактический ремонт оборудования - 0,1 кг;
- 2) восстановление надписей - 0,03 кг;

Итого на техническое обслуживание - 0,13 кг.

В качестве красителя на указанных работах принимается нитроэмаль.

Периодичность ремонта и технического обслуживания оборудования строительной части МТП принята в соответствии с П ТЭ и с учетом условий рассматриваемой энергосистемы и составляет:

- 1) капитальный ремонт оборудования - 7 лет
- 2) техническое обслуживание - ежегодно
- 3) капитальный ремонт строительной части - 10 лет.

Составляющая объектной среднегодовой нормы расхода материалов (красителя), обусловленная ремонтом отдельных узлов, определяется по формуле 4 на основе норм расхода красителей по видам работ и межремонтных периодов оборудования и строительной части и составит:

$$Q''_{\text{краска МТП}} = 2,17/7 + 0,13/1 + 2/10 = 0,64 \text{ кг/год МТП}$$

Таблица 1.

Нормативы трудоемкости ремонта трансформаторов и комплектных подстанций

Наименование, тип, марка и краткая техническая характеристика оборудования	Трудоемкость одного ремонта, чел.-ч	
	текущий ремонт	капитальный ремонт
Трансформаторы трехфазные двух обмоточные масляные (U до 10 кВ) мощностью, кВ		
•		
А:		
до 25	13	65
40	17	86
63	21	103
100	25	124
160	30	150
250	36	179
400	43	216
630	51	258
1000	62	310
1600	75	375
2500	89	447
4000	108	540
6300	129	647
7500	139	693
10000	155	777
12500	170	850
16000	188	938
Трансформаторы трехфазные масляные (U до 10 кВ) с 12 ступенями напряжения комплектно с аппаратурой высокого напряжения для дуговых электропечей, мощностью, кВ		
•		
А:		
485	95	456
630	102	494
1000	119	580
1600	143	694
2000	172	893
То же, однофазные, мощностью, кВ-А:		
250	57	266
400	67	309
630	71	333
1000	86	399
1600	95	485
2500	142	750
Трансформаторы трехфазные для электропечей сопротивления ($U=380В$), мощностью, кВ		

•		
А:		
25	15	80
40	21	105
63	24	138
100	32	162
160	38	190
250	42	209
360	49	247
То же, однофазные, мощностью, кВ		
•		
А:		
25	11	57
40	15	76
63	19	95
100	23	114
160	27	133
250	28	146
360	34	171
630	40	200
Трансформаторы однофазные печные ($U = 35$ кВ) для питания печей РКЗ-48Ф с регулированием рабочего напряжения под нагрузкой мощностью 16 700 кВ А типа ЗОНЦ-30000/35 и ЗОНЦ-33000/35	114	754
Трансформаторы однофазные печные ($U = 10$ кВ) для питания печей РКЗ-72Ф и РКЗ-80Ф с регулированием рабочего напряжения под нагрузкой мощностью 26 700 кВ	133	812
•		
А типа ЗОНЦ-54000/110		
Трансформаторы трехфазные для погружных насосов, мощностью, кВ		
•		
А:		
до 40	21	105
63	28	138
100	32	162
160	38	190
Трансформаторы сухие для питания ртутных преобразователей, мощностью, кВ		
•		
А:		
75	9	49
160	13	67

250	15	76
400	17	86
Трансформаторы для питания селеновых выпрямителей с первичным напряжением 660 В, мощностью, кВ		
•		
А:		
0,1-0,16	1	2
0,25-0,4	1	3
0,63-1,0	2	5
1,6-2,5	2	8
6-8	3	14
11-14	5	24
19-25	9	47
Автотрансформаторы трехфазные масляные для плавного регулирования и стабилизации с первичным напряжением 380 В, мощностью, кВ		
•		
А:		
до 25	19	101
40	25	132
63	34	159
100	40	191
160	44	230
250	53	275
Трансформаторы трехфазные для питания электроинструмента, мощностью, кВ		
•		
А:		
до 0,63	1	3
1-1,6	1	8
2,5-4	3	16
Трансформаторы малой мощности для местного освещения и питания систем цепей управления, мощностью, кВ		
•		
А:		
0,16-0,25	1	-
0,4-0,63	1	-
1,6-2,5	2	10
4-6	3	15
8-10	5	17
Трансформаторы сухие для питания полупроводниковых преобразователей при напряжении сетевой обмотки до 660 В, мощностью, кВ		
•		
А:		
до 16	7	34
18-23	9	42
30-32	10	51
35-51	12	60
52-74	15	73

75-104	17	90
112-117	19	96
142-147	21	105
148-159	23	114
202-220	25	124
235-250	26	129
275	27	135
320	30	151
Трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой масляные для питания полупроводниковых преобразователей с сетевой обмоткой 6300 - 10000 В, номинальной мощностью, кВ-А:		
345-681	105	485
796-1580	133	665
2040-2570	162	808
4030-5090	209	1045
То же, однофазные масляные модуляционные для регулирования напряжения в сети переменного тока напряжением до 380 В номинальной мощностью, кВ-А:		
12	5	27
20	16	76
45	21	105
115	34	171
210	38	190
375	49	47
То же, трехфазные номинальной мощностью, кВ		
.		
А:		
25	17	85
50	27	133
63	31	152
Подстанции одно-трансформаторные комплектные до 10 кВ внутренней установки, мощностью, кВ		
.		
А:		
160 - 250	57	285
400 - 630	76	380
1000	95	475
То же, наружной установки, мощностью, кВ		
.		
А:		
250-400	68	342
630-1000	114	570
Автотрансформаторы трехфазные сухие для плавного регулирования и стабилизации при напряжении до 380 В, номинальной мощностью, кВ		
.		
А:		
25	8	40
40	10	51
63	13	68
100	16	81

160	19	99
250	27	133
Автотрансформаторы повышенной частоты для питания электропечей с частотой 2400-10000 Гц, напряжением 800 В, номинальной мощностью 500 кВ .	36	180
А:		
Трансформаторы повышенной частоты для питания электропечей напряжением 400 В, частотой 800-10 000 Гц, мощностью 200 кВ .	30	152
А:		
То же, напряжением 800 В, частотой 2400-10 000 Гц, мощностью 800 кВ .	40	200
А:		
Переключатели типа: РНО-9, РНО-13, РНО-21	28	-
РНТ-9, РНТ-13, РНТ-18	34	-
Стабилизаторы трехфазные напряжением 220-380 В сухие номинальной мощностью, кВ .		
А:		
10	4	19
16	5	24
25	7	3
40	9	43
63	11	57
100	13	67

Примечания: 1. К приведенным нормативам трудоемкости вводятся следующие поправочные коэффициенты:

- а) для силовых трансформаторов 25 - 30 кВ - 1,3;
- б) для силовых трансформаторов с алюминиевыми обмотками - 1,1;
- в) для сухих трансформаторов - 0,4;
- г) для трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой, за исключением трансформаторов для дуговых печей, - 1,25;

д) для трансформаторов с расщепленными обмотками - 1,1. - 2. Трудоемкость капитального ремонта приведена для ремонта трансформаторов со сменой обмоток. При капитальном ремонте без смены обмоток следует применять следующие коэффициенты:

а) для трансформаторов общего назначения, электропечей сопротивления, погруженных насосов, питания ртутных преобразователей, питания селеновых выпрямителей, питания электроинструмента, местного освещения и питания систем цепей управления, питания полупроводниковых преобразователей, автотрансформаторов и стабилизаторов - 0,45;

б) для трансформаторов комплектно с аппаратурой высокого напряжения для дуговых электропечей - 0,6;

в) для одно-трансформаторных комплектных подстанций внутренней установки - 0,73; г) для одно-трансформаторных комплектных подстанций наружной установки - 0,70.

Таблица 2.

Нормы расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание мачтовых трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ

Наименование	Единица измерения	Норма расхода материалов и изделий на 100 чел.		
		* час		
1. Материалы		мачтовых подстанций	комплектных тупиковых однострансформаторных подстанций	комплектных проходных однострансформаторных подстанций
1.1. Прокат черных металлов				
Всего				
В том числе:				
сталь полосовая 505 мм	кг	470,0	930,0	930,0
сталь полосовая 253 , 124 мм	кг	-	20,0	20,0
сталь угловая 40404 , 63635 мм	кг	-	80,0	80,0
сталь угловая 40404 , 63635 мм	кг	220,0	480,0	480,0
сталь круглая диаметром 10-12 мм	кг	250,0	240,0	240,0
сталь листовая 1,2-1,9 мм	кг	-	110,0	110,0
1.2. Сетка металлическая	кг	-	160,0	160,0
1.3. Прокат алюминиевый				
Всего	кг	8,0	22,0	22,0
В том числе:				
шина алюминиевая 505 мм	кг	-	8,0	8,0

шина алюминиевая 404 мм	кг	-	11,0	11,0
шина алюминиевая 304 мм	кг	8,0	3,0	3,0
1.4. Проволока бандажная	кг	167,0	-	-
1.5. Электроды сварочные	кг	18,0	29,0	29,0
1.6. Трубы водогазопроводные диаметром 20-50 мм	м	217,0	48,0	48,0
1.7. Масло трансформаторное	кг	150,0	192,0	240,0
1.8. Пиломатериалы				
Всего	м ³	1,3	-	-
В том числе:				
бруски	м ³	0,6	-	-
доски	м ³	0,7	-	-
1.9. Круглый строительный лес (пропитанный)	м ³	6,0	-	-
1.10. Приставки железобетонные	шт.	8,0	16,0	16,0
1.11. Припой ПОС- 40	кг	-	1,0	1,6
1.12. Метизы	кг	173,0	60,0	60,0
1.13. Кабельная продукция:				
Провод АПВ-25-70	м	333,0	316,0	316,0
Провод ПГВ-6	м	-	62,0	62,0
Провод АПВ-2,5; ПГВА-2,5	м	167,0	47,0	47,0
Провод А-70	кг	67,0	64,0	128,0
Провод А-35; А-50	кг	5,0	3,0	3,0
1.14. Бумажные и текстильные материалы:				
Ветошь	кг	65,0	63,0	63,0
Лента изоляционная хлопчатобумажная	кг	18,0	18,0	18,0
К а р т о н электроизоляционн ый	кг	5,0	4,8	4,8
Шлифовальная бумага	кг	5,0	4,8	4,8

1.15. Лаки, краски, нефтепродукты и химикаты:				
Бензин Б-70	кг	7,0	7,0	7,0
Вазелин технический ВТВ-1	кг	3,0	3,0	3,0
Лак № 177	кг	0,5	0,3	0,3
Лак битумный БТ-577	кг	2,0	2,0	2,0
Трубка ПВХ	м	27,0	24,0	24,0
Смазка ЦИАТИМ-203, ЦИАТИМ-221	кг	7,0	6,4	6,4
Уайт-спирит	кг	21,0	24,0	35,0
Эмаль ПФ-118	кг	46,0	46,0	62,0
Резина маслоупорная	кг	21,0	20,0	20,0
2. Изделия				
2.1. Автоматические выключатели АЗ700, АЗ100	шт.	7,0	25,0	25,0
2.2. Вставки плавкие ПН-2	шт.	107,0	85,0	85,0
2.3. Выключатель низковольтный ПГ	шт.	26,0	26,0	26,0
2.4. Зажимы аппаратные	шт.	36,0	36,0	48,0
2.5. Изоляторы проходные ИП-10	шт.	-	12,0	19,0
2.6. Изоляторы опорные ИО-10	шт.	-	24,0	38,0
2.7. Изоляторы ШФ-20, ШФ-10, ШН-10	шт.	35,0	12,0	18,0
2.8. Кардощетка	шт.	1,7	1,6	1,6
2.9. Кисть малярная	шт.	10,0	8,0	8,0
2.10. Крюки КВ-22, КВ-25	шт.	1,7	1,6	1,6
2.11. Коробки ответвительные	шт.	86,0	86,0	86,0
2.12. Лампы накаливания НВ-27	шт.	132,0	132,0	164,0
2.13. Металлическая щетка	шт.	1,7	1,6	1,6
2.14. Наконечники кабельные	шт.	200,0	196,0	196,0

2.15. Патрон стенной (для электроламп)	шт.	42,0	42,0	42,0
2.16. Плашечные зажимы ПАБ-1, ПАБ-2	шт.	83,0	80,0	80,0
2.17. Предохранители ПК -10	шт.	67,0	71,0	71,0
2.18. Предохранители ПН -2	шт.	107,0	85,0	85,0
2.19. Предохранитель пробковый Е-27	шт.	21,0	21,0	21,0
2.20. Разрядники РВП-10	шт.	9,0	9,0	9,0
2.21. Разрядники РВН-0,5	шт.	13,0	13,0	13,0
2.22. Рубильники на 100-400 А	шт.	17,0	12,0	12,0
2.23. Счетчики СА4У-4672М	шт.	5,0	5,0	5,0
2.24. Трансформаторы тока	шт.	24,0	24,0	24,0
2.25. Шпилька латунная	кг	21,0	20,0	20,0

Приложение 38
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электрических сетей

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика по расчету норм расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для электрических сетей (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначена для определения расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры для ремонтов силовых кабельных линий в предприятиях электрических сетей.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) норматив расхода - среднее количество кабеля и кабельной арматуры, необходимое в течение года для производства ремонтов эксплуатируемых кабельных линий;

2) норматив резервного запаса - максимальное количество кабеля и кабельной арматуры, которое необходимо иметь дополнительно к работающим, для производства ремонтов и обеспечения непрерывности работы электроснабжения потребителей.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Норматив расхода определяется умножением нормы расхода на протяженность эксплуатируемых линий:

$$W=M \times L, \quad (1)$$

где W- норматив расхода кабеля, метр (далее

—
м);

—
M

—
норма расхода кабеля, метр/километр (далее - м/км) ;

—
L - протяженность эксплуатируемых линий, километр (далее

—
км).

4. Норматив резервного запаса определяется умножением нормы запаса на протяженность эксплуатируемых линий:

$$V=N \times L, \quad (2)$$

где V - норматив резервного запаса кабеля, м;

—
N

—
норма запаса кабеля, м/км;

—
L - протяженность эксплуатируемых линий, км.

5. Типовые нормы расхода и резервного запаса силовых кабелей и кабельной арматуры приведены согласно приложениям 1 - 4 к настоящей Методике.

6. Типовые нормы расхода и резервного запаса рассчитываются для средних условий при квартальных поставках изделий в резерв с учетом действующих минимальных норм заказа кабельной продукции. Если расход изделий и условия

пополнения запаса существенно отличается от принятых в расчет, то энергетическими управлениями разрабатываются местные нормы и нормативы, которые утверждаются вышестоящей организацией.

7. Резервные запасы бронекабеля и арматуры для линий до 10 киловольт (далее кВ) предприятий электрических (городских, кабельных) сетей централизуются в этих электросетях. Резервные запасы кабельных изделий для линий до 10 кВ подстанций и всех линий 20-35 кВ централизуются в районных энергетических управлениях или главных производственных управлениях энергетики и электрификации.

По решению вышестоящих организаций устанавливаются более высокие уровни централизации резервных запасов.

8. Нормативы и номенклатура резервных запасов, централизуемых в предприятиях электрических сетей, разрабатываются согласно приложениям 1 - 4 к настоящей Методике и утверждаются руководителями этих предприятий.

Нормативы и номенклатура резервных запасов, централизуемых в районных энергетических управлениях (главных производственных управлениях энергетики и электрификации) разрабатываются службами согласно приложениям 1

4 к настоящей Методике и утверждаются руководителями этих управлений, которые устанавливают предприятия-владельцев кабельных изделий, порядок использования и взаимных расчетов, распоряжающихся запасом лиц.

9. Устанавливаются группы нормативов:

1) для предприятий электрических сетей

силовой кабель с изоляцией из пропитанной бумаги (бронекабели) и арматура к нему для линий 0,4 и 6-10 кВ (2 группы нормативов);

2) для подстанций предприятий электрических сетей

силовой кабель с изоляцией из пропитанной бумаги (бронекабель) и арматура к нему для линий до 1 кВ, силовой кабель с резиновой и пластмассовой изоляцией и арматура к нему для линий до 1 кВ (2 группы нормативов);

3) для кабельных линий 20-35 кВ независимо от места эксплуатации

силовой кабель и арматура к нему (1 группа нормативов).

Типовые нормы резервного запаса, приведенного в приложениях 1

4 к настоящей Методике рассчитаны на два маркоразмера кабеля (соединительных и концевых муфт) для каждой группы нормативов.

10. Пополнение резервного запаса до нормативных значений осуществляется его владельцем, перепись резервного кабеля производится его владельцем, и учитывается как "Технический необходимый резерв".

Приложение 1
к Методике по расчету норм
расхода и резервного запаса
силовых кабелей и кабельной
арматуры для электрических
сетей

Типовые нормы расхода и резервного запаса бронекабелей и соединительных муфт для кабельных линий предприятий электрических сетей

Наименование изделий	Единица измерения	Норма расхода	Нормы запаса при общей протяженности линии в эксплуатации, километр (далее — км)								
			до 100	200	300	400	500	700	1000	1500	более 1500
Кабели бронированные до 1 кВ	км/100 км	0,16	1,7	0,90	0,65	0,55	0,45	0,35	0,30	0,25	0,22
Кабель бронированный 6 - 10 кВ	км/100 км	0,21	1,7	1,05	0,75	0,6	0,55	0,40	0,35	0,30	0,25
Муфты соединительные до 1 кВ (далее - комплект)	Штука на столбов (далее - шт./100 км)	22	65	40	35	30	27	22	22	21	20
Муфты соединительные 6 - 10 кВ (комплект)	шт./100 км	34	80	55	45	40	35	32	32	32	32

Примечание. Типовые нормы расхода и резервного запаса силовых кабелей и арматуры до 1 кВ для подстанций предприятий электрических сетей определяются по нормам гидроэлектростанций

Приложение 2
к Методике по расчету норм
расхода и резервного запаса

силовых кабелей и кабельной
арматуры для электрических
сетей

Типовые нормы расхода и резервного запаса бронекабелей и соединительных муфт 20 - 35 кВ

Наименование изделий	Единица измерения	Норма расхода	Норма запаса при общей протяженности линий в эксплуатации, км						
			до 10	20	40	60	80	100	более 100
Кабель бронированный	Метр на километр (далее - м/км)	2,6	80	60	40	30	20	13	6
Соединительные муфты (трехфазные комплекты)	шт./км	0,32	2,0	1,6	1,2	1,0	0,80	0,60	0,4

Приложение 3
к Методике по расчету норм
расхода и резервного запаса
силовых кабелей и кабельной
арматуры для электрических
сетей

Типовые нормы расхода и резервного запаса кабелей и соединительных муфт для гидроэлектростанций

Наименование изделий	Единица измерения	Норма расхода	Нормы запаса при общей протяженности линий в эксплуатации, км				
			до 10	20	40	60	более 60
Кабели бронированные и силовые до 1 кВ	м/км	4	200	90	50	32	32
Кабели бронированные 6 - 10 кВ	м/км	1,2	240	100	60	40	40
Муфты соединительные до 1 кВ	шт./км	0,0012	2,0	1,0	0,5	0,35	0,3
Муфты соединительные 6 - 10 кВ	шт./км	0,04	2,0	1,0	0,5	0,35	0,3

Приложение 4

Типовые нормы расхода и резервного запаса концевых кабельных муфт

Наименование изделий	Норма расхода, процент (далее - %)	Норма запаса, %, при количестве в эксплуатации, штук (далее - шт.)								
		до 100	200	400	600	1000	2000	4000	более 4000	
Предприятия электрических сетей										
Концевые муфты до 1 кВ:										
внутренней установки	0,5	35	18	10	8	5	2,5	1,5	1,1	
наружной установки	1,0	40	20	11	9	5,5	3,0	2,2	1,7	
Концевые муфты 6 - 10 кВ	2,2	45	22	12	10	6,0	4,0	3,0	2,5	
Гидроэлектростанции										
Концевые муфты до 1 кВ	0,5	35	18	10	8	5	2,5	1,5	1,1	
Концевые муфты 3 - 10 кВ:										
внутренней установки	1,7	45	21	11	9	5,5	3,5	2,5	2,0	
наружной установки	0,5	35	18	10	8	5	-	-	-	
Предприятия электрических сетей и электростанции										
Концевые муфты 20 - 35 кВ (однофазные комплекты):										
внутренней установки	0,4	13	8	4	2,5	-	-	-	-	
наружной установки	4,2	18	12	9	7	5	-	-	-	
Примечание. Нормы расхода и запаса приведены в % от количества муфт в эксплуатации.										

Приложение 39
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по проведению экспресс-испытаний паровых турбин тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проведению экспресс–испытаний паровых турбин тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для установления порядка по проведению экспресс–испытаний паровых турбин тепловых электростанций.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) питательная вода

– вода, подаваемая в паровой котел в качестве исходного материала для получения пара;

2) располагаемый теплоперепад

– *тепловой перепад пара*, определяемый параметрами пара перед турбиной и за ней;

3) регенеративный отбор пара

– нерегулируемый отбор пара из турбины на регенеративные подогреватели, который повышает экономичность паротурбинной установки;

4) полный (общий) расход тепла на турбоагрегат

– сумма расходов тепла на выработку электроэнергии и из отборов турбины.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Экспресс - испытания (далее

– ЭИ) турбин проводятся для обеспечения грамотной и экономичной эксплуатации в целях получения данных, необходимых при оценке факторов, согласно Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859) и Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066):

1) текущего изменения общей экономичности;

2) состояния отдельных элементов и своевременного выявления дефектов;

3) качества ремонта (реконструкции) турбины или ее элементов.

4. На основе анализа результатов ЭИ судится, остановить турбину (или отключить отдельные элементы установки) для ревизии и устранения дефектов или оставить ее в работе до ближайшего ремонта.

При принятии решения сопоставляются затраты на останов, проведение восстановительных работ, недоотпуск электрической (тепловой) энергии и другие с потерями, обусловленными эксплуатацией оборудования с пониженной экономичностью.

5. ЭИ проводятся силами персонала цехов (групп) наладки в соответствии с программой, утвержденной техническим руководителем электростанции.

6. Периодичность ЭИ между ремонтами строго не регламентируется и зависит от состояния турбоагрегата, его наработки, уровня эксплуатации, качества проведения пуско - остановочных операций и других обстоятельств (например, внеочередное испытание, следует провести после неудачного пуска с нарушением требований инструкции, аварийным снижением параметров пара). Испытания проводятся каждые 3

—
4 месяца.

Глава 2. Основные принципы экспресс-испытаний паровых турбин тепловых электростанций

7. В основе ЭИ положен принцип сравнительной оценки изменяющихся показателей работы оборудования, для решения задач, приведенных пунктах 3, 4, 5, 6 настоящих Методических указаний. Основным критерием изменения общей экономичности турбоагрегата, определение удельных расходов тепла (пара) при выработке электрической мощности.

Сравниваются зависимости мощности от давления в контрольной ступени турбины при отключенной системе регенерации (это исключает влияние режимов и показателей работы регенеративных подогревателей на расположение и характер протекания указанной зависимости и дается возможность проведения корректного анализа сравниваемых результатов последующих ЭИ).

8. Об изменении общей экономичности турбоагрегата судят по результатам сравнения зависимостей электрической мощности от давления в контрольной ступени, полученным в результате последовательно проведенных ЭИ.

9. При анализе состояния отдельных элементов турбоагрегата, основными критериями являются:

1) для собственно турбины

—
внутренний относительный коэффициент полезного действия (далее

—
КПД) цилиндров, работающих в зоне перегретого пара, диаграмма парораспределения, давление по ступеням;

2) для конденсатора

—
вакуум и температурный напор при одинаковых граничных условиях (расход и температура циркуляционной воды на входе, расход отработавшего пара), переохлаждение конденсата, нагрев циркуляционной воды, гидравлическое сопротивление;

3) для регенеративных и сетевых подогревателей

—
температура нагреваемой воды на выходе, температурный напор, потери давления в паропроводе отбора, переохлаждение конденсата греющего пара.

Глава 3. Условия, обеспечивающие надежность результатов экспресс-испытаний и их сопоставимость

10. Для обеспечения максимальной надежности и точности результатов, правильности выводов при проведении последовательных испытаний выполняется ряд условий, согласно главе 2 настоящих Методических указаний:

1) идентичность тепловой схемы и режимных факторов.

Во время испытания отключаются все отборы пара от турбины на собственные нужды и деаэратор, закрываются дренажные и продувочные линии, трубопроводы связи с другими установками, трубопроводы подпитки, впрыск охлаждающей воды в промежуточный перегрев.

При проведении опытов с включенной регенерацией соблюдается равенство расходов свежего пара и питательной воды через трубные пучки подогревателей высокого давления (далее - ПВД). При проведении опытов обращается внимание на поддержание минимальных отклонений параметров пара от номинальных и средних значений за опыт, согласно параграфу 1 главы 5 настоящих Методических указаний.

Для повышения точности конечных результатов соблюдаются требования к минимальной длительности каждого опыта (40 минут стабильного режима

—
согласно параграфу 2 главы 5 настоящих Методических указаний) и равной продолжительности каждого режима при последующих испытаниях в целях уменьшения расхождения значений случайных ошибок;

2) идентичность схемы измерений и применяемых приборов.

Схема измерений при ЭИ проектируется таким образом, чтобы параметры пара и воды измерялись в одних и тех же местах с помощью одинаковых приборов, поверенных до и после каждого испытания.

11. Типовой перечень точек измерения при испытании:

1) давления

— пара до и после стопорного клапана, за регулируемыми клапанами, в камерах регулирующей ступени, отборов и перед соответствующими подогревателями, за цилиндрами высокого и среднего давления, перед цилиндром среднего давления (три последних в основном для турбин с промперегревом), пара перед сужающими расходомерными устройствами, отработавшего пара;

2) температуры

— пара перед стопорным клапаном, за цилиндрами высокого и среднего давления, перед цилиндром среднего давления (три последних в основном для турбин с промперегревом), в камере и паропроводах производственного отбора, основного конденсата и питательной воды до и после каждого подогревателя, и за обводными линиями, циркуляционной воды до и после конденсатора, сетевой воды до и после подогревателей, конденсата греющего пара всех подогревателей (желательно);

3) электрической мощности на зажимах генератора;

4) расходов

— свежего пара и питательной воды, пара отбора на производство, основного конденсата сетевой воды;

5) механических величин

— положения штоков сервомотора и регулирующих клапанов, угла поворота кулачкового вала.

12. Применяемые приборы:

1) давление среды измеряется с помощью манометров класса 0,5, вакуум в конденсаторе желательно измерять ртутными вакуумметрами и вакуумметрами абсолютного давления в комплекте с регистрирующими приборами типа КСУ или цифровыми устройствами.

Учитывая специфику ЭИ, согласно главе 2 настоящих Методических указаний, внимание уделяется максимально надежному измерению давления в контрольных ступенях турбины (так как последние выбираются, в зоне малых давлений, не превышающих 3

— 4 килограмм силы/квадратный сантиметр (далее - кгс/см²), при выборе и установке манометров или мановакуумметров обеспечиваются минимальные значения поправок по протоколам поверки и на высоту присоединения).

Атмосферное давление измеряется с помощью ртутного барометра либо anerоида;

2) температура среды измеряется в основном термопреобразователями типа ХК (ХА) в комплекте с потенциометрами типа КСП (ПП) или термометрами сопротивления с

мостами типа КСМ. Температуру циркуляционной и сетевой воды часто предпочтительнее измерять лабораторными ртутными термометрами с ценой деления 0,1 градус Цельсия (далее - °С).

13. Количество независимых измерений давления и температуры пара до и после цилиндров, работающих в зоне перегретого пара, обеспечивается надежное определение их внутреннего КПД (в частности, по турбине типа К

—
300

—
240 имеются, как минимум, по 2 точки измерения температуры и давления свежего пара и пара перед цилиндром среднего давления (далее

—
ЦСД), по 2 точки измерения давления и по 4

—
температуры пара после цилиндра высокого давления (далее

—
ЦВД) и ЦСД).

Электрическая мощность измеряется с помощью специально собранной схемы 2 ваттметров класса 0,5 (0,2), присоединенных параллельно счетчикам электроэнергии.

14. Расход пара и воды измеряется штатными расходомерами, поверенными до и после ЭИ. Точность таких измерений достаточна, так как расход при ЭИ необходим лишь для вспомогательных целей (например, для минимизации расхождений расходов свежего пара и питательной воды, определения тепловой нагрузки подогревателей).

Глава 4. Программа экспресс-испытаний

15. Основное влияние на изменение экономичности турбоустановки оказывает состояние проточной части турбины, в качестве основного раздела программы предусматривают проведение опытов на конденсационном режиме с полностью отключенной системой регенерации, что исключает влияние отдельных элементов тепловой схемы и режимных условий на уровень экономичности и, выявляется влияние собственно турбины.

При наличии в каждом из последовательно проведенных испытаний с полностью включенной регенерацией различных по значению расхождений между расходами свежего пара и питательной воды и (или) по каким-либо причинам показателей работы отдельных регенеративных подогревателей отсутствует возможность сопоставления результатов испытаний между собой и однозначного определения изменения мощности, обусловленного лишь состоянием проточной части (износом уплотнений, заносом, повреждениями) и конденсатора.

16. Первая серия ЭИ турбин любого типа предполагает проведение 5

—

6 опытов на конденсационном режиме с отключенной системой регенерации (ПВД, деаэратор и два последних подогревателя низкого давления (далее

—
ПНД)) в диапазоне электрических нагрузок от 25% номинальной до максимума, допускаемого инструкцией по эксплуатации.

17. Вторая серия ЭИ состоит также из 5

—
6 опытов на конденсационном режиме в аналогичном диапазоне нагрузок, но при проектной тепловой схеме. Цель выполнения данной серии

—
сравнение значений электрической мощности (в том числе максимально достигнутой) в последовательных ЭИ с анализом изменения показателей регенеративных подогревателей и конденсатора.

18. Третья серия ЭИ проводится для турбин с регулируемыми отборами пара. Цель опытов

—
сравнение характеристик турбоагрегата и его элементов при расходе свежего пара, превышающем максимально допустимый на конденсационных режимах и определение показателей экономичности сетевых подогревателей при проектной тепловой схеме. Серия состоит из 3 опытов и включает ориентировочно следующие режимы:

1) турбины с регулируемым отбором на теплофикацию.

—
Проводятся 3 опыта при расходах свежего пара максимальном, 90%- ном и 80%- ном с минимальным открытием поворотных диафрагм части низкого давления (далее ЧНД) (для турбин с двумя выходами Т-отбора, например, Т

—
100

—
130, включены оба сетевых подогревателя и встроенные пучки конденсатора);

2) турбины с регулируемыми отборами на теплофикацию и производство.

—
Проводятся 3 опыта при расходах свежего пара максимальном, 90%- ном и 80%- ном с включенными регулируемыми отборами и минимальным открытием поворотных диафрагм ЧНД (как и в предыдущем случае, для турбин с двумя выходами Т-отбора включены оба сетевых подогревателя и встроенные пучки конденсатора).

19. Значения производственного отбора при этом выбираются с учетом пропускной способности части среднего давления (далее

—
ЧСД).

Глава 5. Порядок и условия проведения испытаний

Параграф 1. Стабильность режима

20. От стабильности протекания режима в каждом опыте зависит надежность и точность получаемых результатов. Для обеспечения стабильности соблюдаются основные условия:

1) каждый опыт проводится при неизменном положении органов парораспределения, что обеспечивается постановкой последних на ограничитель мощности или специальный упор. В некоторых случаях, зависящих от конкретных условий работы системы регулирования, стабильности частоты сети, вида топлива, необходимость указанных дополнительных мероприятий отпадает;

2) не производятся какие-либо переключения в тепловой схеме (за исключением, аварийных), которые влияют на значения фиксируемых во время опыта показателей и параметров;

3) отключается регулятор "до себя";

4) не допускается разница расходов свежего пара и питательной воды более чем на 10%;

5) не нарушаются пределы допустимых отклонений параметров пара, согласно таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 2. Длительность опыта и частота записи показаний

21. Длительность опыта составляет порядка 40 минут установившегося режима турбоагрегата.

22. Записи в журналах наблюдений осуществляются одновременно каждые 5 минут, электрической мощности

—
2 минуты. Частота фиксации показаний автоматическими приборами составляет 2

—
3 минуты.

Параграф 3 Контроль хода опыта

23. Высокое качество испытаний

—
постоянный контроль режима турбоагрегата и его элементов.

24. Оперативный контроль такого рода осуществляется во время опыта по показаниям приборов с использованием следующих критериев, основанных на сопоставлении между собой основных параметров и показателей работы отдельных элементов:

1) минимальной разницы расходов свежего пара и питательной воды;

2) постоянства параметров свежего пара;

3) неизменности степени открытия паровпускных органов турбины.

25. Важным критерием хода опыта является также логическая увязка между собой и с нормативными или расчетными данными следующих параметров цикла:

- 1) давления пара до и после стопорных клапанов и за открытыми регулирующими клапанами;
- 2) давления пара за закрытыми регулирующими клапанами и в камере регулирующей ступени;
- 3) давления пара по линии процесса расширения;
- 4) давления пара в камерах отборов и перед соответствующими подогревателями;
- 5) температуры по ходу пара, конденсата, питательной и сетевой воды (особенно до и после врезки трубопроводов, обвода подогревателей по воде).

26. Во время испытания руководителем ведется дневник, в котором фиксируются время начала и конца каждого опыта, его особенности и основные характерные черты, общие показатели режима (мощность, расходы, состояние отдельных элементов схемы, положение арматуры, барометрическое давление).

Глава 6. Обработка результатов и их анализ

27. За основу при оценке состояния оборудования принимаются средние из измеренных во время опытов параметры и величины после введения всех необходимых поправок.

28. Для последующего сравнения результатов испытания между собой они приводятся к одинаковым параметрам и номинальным условиям с помощью поправочных кривых завода

изготовителя или кривых, содержащихся в типовых характеристиках.

29. Для определения энтальпий пара и последующего расчета внутренних КПД используются I-S-диаграмма для водяного пара.

Параграф 1. Характеристики системы парораспределения

30. Характеристики системы парораспределения называют зависимости давлений пара за регулирующими клапанами и в камере регулирующей ступени, а также подъема штоков сервомотора и клапанов и (или) поворота кулачкового вала от расхода свежего пара (давления в контрольной ступени).

31. Для построения зависимостей значения давления, мега Паскаль (далее МПа), пересчитываются на номинальное начальное значение давления по формуле:

$$P_i^{np} = P_i^{on} \frac{P_o^H}{P_o^{on}}$$

(1)

где

P_o^*

— номинальное давление свежего пара, МПа;

P_o^{on}, P_i^{on}

— давление свежего пара и за клапаном или в камере регулирующей ступени в условиях опыта, МПа.

32. Расход (G), тонн/час (далее

т/ч) свежего пара в условиях опыта пересчитывается на номинальные начальные параметры пара по формуле:

$$G_o^{np} = G_o^{on} \frac{P_o^*}{P_o^{on}} \sqrt{\frac{T_o^{on}}{T_o^*}}$$

(2)

где

T_o^{on}, T_o^*

— соответственно температура свежего пара в условиях опыта и номинальная, Кельвин (далее

К).

33. Указанные графические зависимости показаны на рисунке 1 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

Для анализа кривых на рисунке 1 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям, используются следующие показатели:

1) значение суммарной потери давления (Δp

Δp

) на трассе стопорный клапан

— полностью открытый регулирующий клапан (не превышает 3

5%);

2) соответствие очередности открытия регулирующих клапанов заводской диаграмме или данным испытаний однотипных турбин (при анализе правильности

настройки системы парораспределения следует, что более пологое протекание линии давления за каким-либо клапаном при последующем испытании вызывается износом сопл соответствующего сегмента, а более крутое

уменьшением их сечения, например вследствие завальцовки, давление за закрытым клапаном равняется давлению в камере регулирующей ступени);

3) зависимость подъема штока сервомотора (поворота кулачкового вала), протекающая плавно, без изломов и площадок (наличие последних указывает на нарушение формы статической характеристики).

Параграф 2. Зависимости давлений пара по ступеням от давления в контрольной ступени

34. Зависимости, используемые для оценки изменений в проточной части турбины, анализируются по результатам опытов с отключенной регенерацией. Эти зависимости сравниваются по результатам опытов с включенной регенерацией, ввиду того, что в этом случае опытные значения корректируются с учетом несоответствия расходов свежего пара и питательной воды и характеристик регенеративных подогревателей по каждому из испытаний.

Данные опытов этой серии для анализа состояния проточной части практически не используются.

35. Сравнимые значения давления, МПа, для турбин с промперегревом приводятся к номинальному значению температуры свежего пара (ступени до промперегрева) и пара после промперегрева (ступени ЦСД и цилиндра низкого давления (далее - ЦНД)) по формулам:

$$P_{np} = P_{он} \sqrt{\frac{T_o^H}{T_o^{он}}} \quad (3)$$

$$P_{np} = P_{он} \sqrt{\frac{T_{нн}^H}{T_{нн}^{он}}} \quad (4)$$

(при поддержании значений температуры близкими к номинальным, этими поправками пренебрегают).

36. Большое значение для надежности оценки результатов испытаний имеет выбор контрольной ступени, согласно главе 2 настоящих Методических указаний.

В качестве контрольной выбирается ступень в зоне низких давлений, так как, из-за отсутствия заноса проточной части в этой зоне и относительно больших зазоров проходные сечения этих ступеней достаточно стабильны во времени и при фиксации

давлений в этой ступени во время опытов обеспечивают большую точность отсчета показаний манометра.

При проведении испытания фиксируются значения давления во всех камерах регенеративных отборов, а окончательный выбор контрольной ступени осуществляется лишь после анализа графических зависимостей давления в остальных ступенях от давления в ступенях, которые используются в качестве контрольных (такие зависимости в соответствии с формулой Флюгеля практически прямолинейны и направлены в начало координат).

37. В таблице 2 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям, представлены ступени проточной части турбин основных типов, которые используются в качестве контрольных.

38. При анализе графического материала принимаются во внимание:

1) совпадение вышеперечисленных зависимостей при последовательных испытаниях свидетельствует об отсутствии существенных изменений проходных сечений проточной части;

2) более крутое расположение линий по отношению к полученным по предыдущим испытаниям свидетельствует о солевом заносе либо о местном повреждении соплового аппарата;

3) более пологое протекание линий указывает на увеличение зазоров (исключая вариант сравнения результатов до и после промывки).

Параграф 3. Внутренний (относительный) КПД цилиндров, работающих в зоне перегретого пара

39. Значения внутренних КПД цилиндров рассчитываются с помощью общепринятых формул по результатам опытов с включенной и отключенной системой регенерации, часть которых проводится при полном открытии всех или нескольких групп регулирующих клапанов.

40. На значение внутреннего КПД цилиндра турбины влияют в основном факторы:

1) характеристика системы парораспределения (давление за регулируемыми клапанами, потери при их полном открытии, значения перекрыш);

2) давления по проточной части;

3) состояние лопаточного аппарата и протечки через надбандажные и диафрагменные уплотнения и разъемы диафрагм и цилиндров.

41. Способы непосредственного контроля внутри цилиндрических протечек, отсутствуют и изменения их значения судится по результатам косвенных измерений, в частности температуры за контролируемым отсеком турбины.

42. При включенной регенерации часть высокотемпературных протечек, помимо лопаточного аппарата, сбрасывается в соответствующие подогреватели, температура пара после цилиндра будет ниже, а значение внутреннего КПД больше аналогичных

значений в опытах с отключенной регенерацией. Исходя из этого, по значению расхождения внутренних КПД, полученных в опытах с включенной и отключенной регенерацией во времени, судят об изменении "плотности" проточной части соответствующего цилиндра турбины.

43. На рисунке 2 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям, показано изменение внутренних КПД ЦВД и ЦСД турбин типа К

—
300

—
240 во времени (часах), по результатам испытаний.

44. Анализ результатов многочисленных испытаний турбин разных типов показывает, наиболее характерные причины снижения внутренних КПД турбин или их цилиндров являются:

- 1) повышенное дросселирование в системе парораспределения;
- 2) увеличение зазоров в проточной части по сравнению с расчетными значениями;
- 3) несоответствие проходных сечений расчетным;
- 4) наличие заноса проточной части, влияющего на значение профильных потерь и отношение скоростей

$\frac{u}{c_0}$;
;

- 5) износ и повреждение элементов проточной части.

Параграф 4. Эффективность системы регенерации и сетевых подогревателей

45. Эффективность системы регенерации характеризуется значениями температуры питательной воды и конденсата за каждым подогревателем, показываемыми на графиках в зависимости от значений расхода свежего пара или давления в контрольной ступени.

46. При понижении температуры воды после подогревателя по сравнению с предыдущим испытанием, определяют зависимость температурного напора подогревателя (недогрева относительно температуры насыщения) от удельной тепловой нагрузки или от расхода свежего пара (давления) в контрольной ступени и сравнивают ее с нормативной или расчетной. Причинами повышения температурного напора являются факторы:

- 1) высокий уровень конденсата в корпусе;
- 2) размыв подпорных шайб между ходами воды;
- 3) загрязнение поверхности трубок;
- 4) "завоздушивание" корпусов подогревателей вследствие повышенных присосов воздуха и неудовлетворительной работы системы отсоса воздуха.

47. Если температурный напор соответствует норме, то сопоставляют значения давления пара в подогревателе и соответствующей камере турбины, определяют гидравлическое сопротивление паропровода. Причинами увеличения последнего является повышенное дросселирование в запорном органе или обратном клапане.

48. При выяснении причин недогрева воды за подогревателем, снабженным обводной линией, убеждаются в плотности последней.

49. При анализе эффективности работы сетевых подогревателей применяются те же критерии и приемы, что и для регенеративных подогревателей, учитываются многообразие режимов (разрежение в паровом пространстве, более низкое качество воды по отношению к конденсирующемуся пару).

Внимание уделяется при анализе их состояния воздушной плотности, наличие отложений на внутренних поверхностях трубного пучка и соответствие поверхности теплообмена расчетному значению (количеству заглушенных трубок).

Параграф 5. Эффективность конденсатора

50. Основным параметром, характеризующим эффективность конденсатора при заданных паровой нагрузке (расходе отработавшего пара), расходе охлаждающей воды и ее температуре на входе, является вакуум (давление отработавшего пара), фактические значения которого сравниваются с результатами предыдущих испытаний.

51. При повышенных значениях вакуума проводится проверка состояния конденсационной установки, анализ значений отдельных компонентов, определяющих температуру насыщения (T_s), К, соответствующую фактическому вакууму:

$$T_s = T_1 + \Delta T + \delta T \quad (5)$$

где

$$T_1 + \Delta T$$

— температура охлаждающей воды на входе в конденсатор и ее нагрев, К;

$$\delta T$$

— температурный напор конденсатора, определяемый как разность температур насыщения и охлаждающей воды на выходе, К.

52. Температура охлаждающей воды перед конденсатором при прямоточной системе водоснабжения является внешним фактором, который определяется гидрологическими и метеорологическими условиями, а при оборотной системе зависит

и от эффективности водоохлаждающих установок, в частности градирен (поэтому проверяют охлаждающую способность такой установки и ее соответствие нормативным данным).

53. Другим компонентом, влияющим на вакуум, является нагрев охлаждающей воды, который при заданной паровой нагрузке зависит от расхода охлаждающей воды.

Увеличение нагрева воды свидетельствует о недостаточном ее расходе, причинами чего бывают увеличенное гидравлическое сопротивление вследствие загрязнения трубок и (или) трубных досок посторонними предметами, илистыми и минеральными отложениями, ракушками и прочим, а также снижение подачи циркуляционных насосов, неполное открытие арматуры, уменьшение сифонного эффекта.

54. Одной из причин ухудшения теплообмена в конденсаторе является образование тонкого слоя минеральных или органических отложений на внутренней поверхности трубок, который не вызовет заметного повышения гидравлического сопротивления и поэтому не обнаруживается.

Влияние этого фактора судится с помощью анализа основного интегрального показателя состояния охлаждающей поверхности температурного напора (третьего слагаемого в формуле (5)).

55. Температурный напор конденсатора (как и любого теплообменного аппарата), представляется как и общий коэффициент теплопередачи, критерий эффективности процесса передачи тепла от отработавшего пара к охлаждающей воде.

56. На температурный напор конденсатора влияют практически все основные факторы, характеризующие условия эксплуатации и состояние отдельных элементов конденсационной установки:

- 1) паровая нагрузка;
- 2) температура;
- 3) расход охлаждающей воды;
- 4) воздушная плотность вакуумной системы;
- 5) состояние поверхности трубок;
- 6) количество заглушенных трубок;
- 7) эффективность работы воздухоудаляющих устройств.

57. Для анализа причин роста температурного напора при заданном расходе охлаждающей воды, ее температуре на входе и паровой нагрузке конденсатора анализируется каждый из перечисленных факторов и показателей:

- 1) воздушная плотность вакуумной системы

—
с помощью измерения количества воздуха, отсасываемого из конденсатора;

- 2) состояние поверхностей трубок, наличие видимого заноса

—
по значению гидравлического сопротивления, визуально, вырезкой образцов;

3) сокращение суммарной поверхности охлаждения

по количеству заглушенных трубок;

4) эффективность работы воздухоудаляющего устройства

путем определения рабочих характеристик эжекторов.

58. На рисунке 3 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям, показаны зависимости для конденсаторов типа 300-КЦС-1 и 200-КЦС-2 Ленинградского машиностроительного завода (далее

ЛМЗ).

59. Зависимость гидравлического сопротивления конденсатора, перепада давления между его напорными и сливными патрубками

ΔP_k

, от расхода охлаждающей воды W представляет собой параболическую кривую, постоянный коэффициент которой увеличивается с ростом степени загрязнения, согласно рисунку 7 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

60. Для проведения анализа эффективности конденсатора, регенеративных и сетевых подогревателей практически не требуется организации серьезных измерений сверх штатного объема и обеспечивают их достаточную точность путем периодической калибровки.

Параграф 6. Оценка изменения общей экономичности турбоагрегата

61. Основным критерием, используемым при оценке изменения экономичности, является графическая зависимость электрической мощности от давления в контрольной ступени, полученная по результатам испытаний турбоагрегата на конденсационном режиме с отключенной системой регенерации (в процессе обработки опытных данных эта характеристика так же, как и давления по проточной части, предварительно строится в зависимости от давления в нескольких ступенях, после совместного анализа которых производится окончательный выбор контрольной ступени

согласно, параграфа 2 главы 7 настоящих Методических указаний).

62. Для построения зависимости опытные значения электрической мощности, мега Ватт (далее

МВт), приводятся к постоянным параметрам пара, принятым в качестве номинальных, и вакууму в конденсаторе с помощью заводских поправочных кривых либо поправок, содержащихся в типовых энергетических характеристиках (далее - ТЭХ):

$$N_T = N_T^{on} + \sum \Delta N$$

(6)

где

N_T^{acc}
—

электрическая мощность, измеренная при испытании, МВт;

$\sum \Delta N$
—

суммарная поправка, МВт.

63. На рисунке 8 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям, в качестве примера показаны зависимости электрической мощности турбины типа К-300-240 от давления в камерах V и VI отборов (последнее эквивалентно давлению в ресиверах за ЦСД) при отключенной системе регенерации по данным двух последовательно проведенных испытаний.

Как видно из рисунке 8 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям, значения изменения электрической мощности

ΔN_T

, полученные на основании графического сравнения зависимостей от давлений в двух вышеупомянутых ступенях, практически совпадают, что свидетельствует о достаточной надежности полученных результатов.

64. Общее значение изменения мощности, МВт, представляется в виде суммы отдельных составляющих, определяемых расчетным путем:

$$\Delta N_T^{acc} = \Delta N_T^I + \Delta N_T^{II}$$

(7)

где

ΔN_T^I
—

изменение мощности, вызванное соответствующим изменением внутреннего КПД цилиндров, работающих в зоне перегретого пара, МВт;

ΔN_T^{II}
—

изменение мощности, обусловленное прочими факторами, главным образом протечками через концевые уплотнения и неплотности разъемов цилиндров, обойм и диафрагм, неплотностью арматуры на дренажных и продувочных линиях, изменением внутреннего КПД цилиндров, работающих в зоне влажного пара, МВт.

65. Значение

ΔN_T^I

оценивается по изменению внутреннего КПД цилиндра с учетом его доли в общей мощности турбоагрегата и обратного по знаку компенсирующего влияния его на мощность последующего цилиндра. Например, при увеличении внутреннего КПД ЦСД турбины К-300-240 ХТГЗ на 1% изменение общей мощности турбоагрегата $\Delta N_T^?$

достигнет приблизительно 0,70 МВт, так как изменения мощностей ЦСД и ЦНД составят соответственно плюс 1,22 и минус 0,53 МВт.

66. Значения

$\Delta N_T^?$

, определить с достаточной точностью практически невозможно, потому что его составляющая, связанная с изменением внутреннего КПД цилиндров, работающих во влажном паре, незначительна (если, исключить заметные повреждения), так как абсолютные зазоры по проточной части достаточно велики, а относительные, вследствие значительной высоты лопаток малы, что обуславливает достаточную сохранность уплотнений во времени и малое влияние их состояния на экономичность. Поэтому основной составляющей неучитываемого изменения мощности являются неконтролируемые протечки пара через неплотности элементов цилиндра и запорной арматуры. Значения этих протечек и определяют, главным образом, расхождение значений изменения мощности турбины, найденного непосредственно по результатам испытаний и рассчитанного по изменению внутренних КПД цилиндров, работающих во влажном паре.

67. Большое значение для оценки экономичности и нагрузочных возможностей турбоагрегата имеет определение его максимальной электрической мощности при проектной тепловой схеме. В качестве основного критерия, ограничивающего перегрузку турбины по пару и определяющего максимальную электрическую мощность, используется, значение давления в камере регулирующей ступени, указываемое в инструкции по эксплуатации и технических условиях на поставку. В качестве примера в таблице 3 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям, приведены максимальные значения электрической мощности турбины К-300-240-2 ЛМЗ.

68. В некоторых случаях дополнительно ограничиваются значения давления в других камерах по проточной части, например в линии холодного промперегрева и перед ЦНД (в частности, последнее для турбин типа К-500-240 и К-800-240 не превышает 3 кгс/см^2).

69. Причинами, лимитирующими максимальную электрическую мощность, являются предельно допустимые значения вакуума в конденсаторе и температуры выхлопного патрубка турбины.

70. Прочими факторами, ограничивающими электрическую мощность, являются показатели, характеризующие состояние турбины и ее отдельных систем и элементов (вибрация, подъем клапанов, относительные расширения), а также "внешние" условия со стороны котла и вспомогательного оборудования.

71. Максимальная электрическая мощность определяется из опытов при проектной тепловой схеме и параметрах пара и воды, минимально отличающихся от проектных. Если при сравнительном анализе результатов последовательных испытаний выяснится, что мощность уменьшилась, то для выяснения причин этого сопоставляются показатели, характеризующие эффективность всех элементов турбоустановки, согласно параграфов 1

—
5 главы 6 настоящих Методических указаний, и в случае их расхождения пытаются количественно оценить влияние их изменений на значение максимальной электрической мощности с помощью данных соответствующих ТЭХ.

72. Окончательные результаты ЭИ представляются в двух видах
—
табличном и графическом.

73. В таблицах указываются все параметры и показатели, характеризующие состояние турбоагрегата при каждом из проверенных режимов, пересчитанные в случае необходимости на номинальные условия, согласно, параграфам 1, 2 и 6 главы 6 настоящих Методических указаний. Основные из них:

1) давление свежего пара до и после стопорных клапанов, за регулирующими клапанами, в камерах и ступенях турбины и перед подогревателями регенеративными и сетевыми; вакуум в конденсаторе;

2) температура свежего пара, пара промперегрева, питательной воды, конденсата и сетевой воды за соответствующими подогревателями, охлаждающей воды до и после конденсатора;

3) расход свежего пара, питательной воды, конденсата основного и сетевых подогревателей, сетевой воды;

4) электрическая мощность на зажимах генератора.

74. По вышеупомянутым табличным данным строятся графические зависимости следующих параметров установки от давления в контрольных ступенях:

1) давления

—
за регулирующими клапанами (также и от расхода свежего пара), в камерах отборов и ступенях турбины, перед подогревателями;

2) температуры питательной воды и конденсата;

3) внутреннего КПД цилиндров, работающих в зоне перегретого пара (также от расхода свежего пара);

4) электрической мощности на зажимах генератора.

75. От расхода пара в конденсатор строятся зависимости нагрева охлаждающей воды, температурного напора и вакуума в конденсаторе.

76. Такие характеристики регенеративных и сетевых подогревателей, как температурный напор, потери давления в трубопроводах греющего пара, строятся в зависимости от их тепловой нагрузки.

77. Графические зависимости, используются при обработке результатов ЭИ приведены в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по проведению экспресс-испытаний
паровых
турбин тепловых электростанций

Таблица 1.

Пределы допустимых отклонений параметров пара

Параметр	Максимально допустимое отклонение среднего значения от номинального	Максимально допустимое отклонение среднего значения за опыт
Давление свежего пара, %	± 3	± 2
Вакуум в конденсаторе, миллиметр ртутного столба (далее - мм.рт.ст.)	-	± 2
Температура свежего пара и пара промперегрева, °С	± 8	± 6

Таблица 2.

Контрольные ступени проточной части основных типов турбин

Тип турбины	Камера отбора, используемая в качестве контрольной ступени на подогревателе
К-160-130	ПНД-5
К-200-130	ПНД-3
К-300-240 ЛМЗ	ПНД-3
К-300-240 ХТГЗ	ПНД-4
Т-100-130	ПНД-1
ПТ-60-130	ПНД-3

Таблица 3.

Максимальные значения электрической мощности турбины К-300-240 ЛМЗ

Тепловая схема	Предельное давление в камере регулирующей ступени, кгс/см ²	Максимальная электрическая мощность, МВт

ПВД отключены	154	290,0
ПНД отключены	158	276,0
ПВД и ПНД отключены	128	255,0

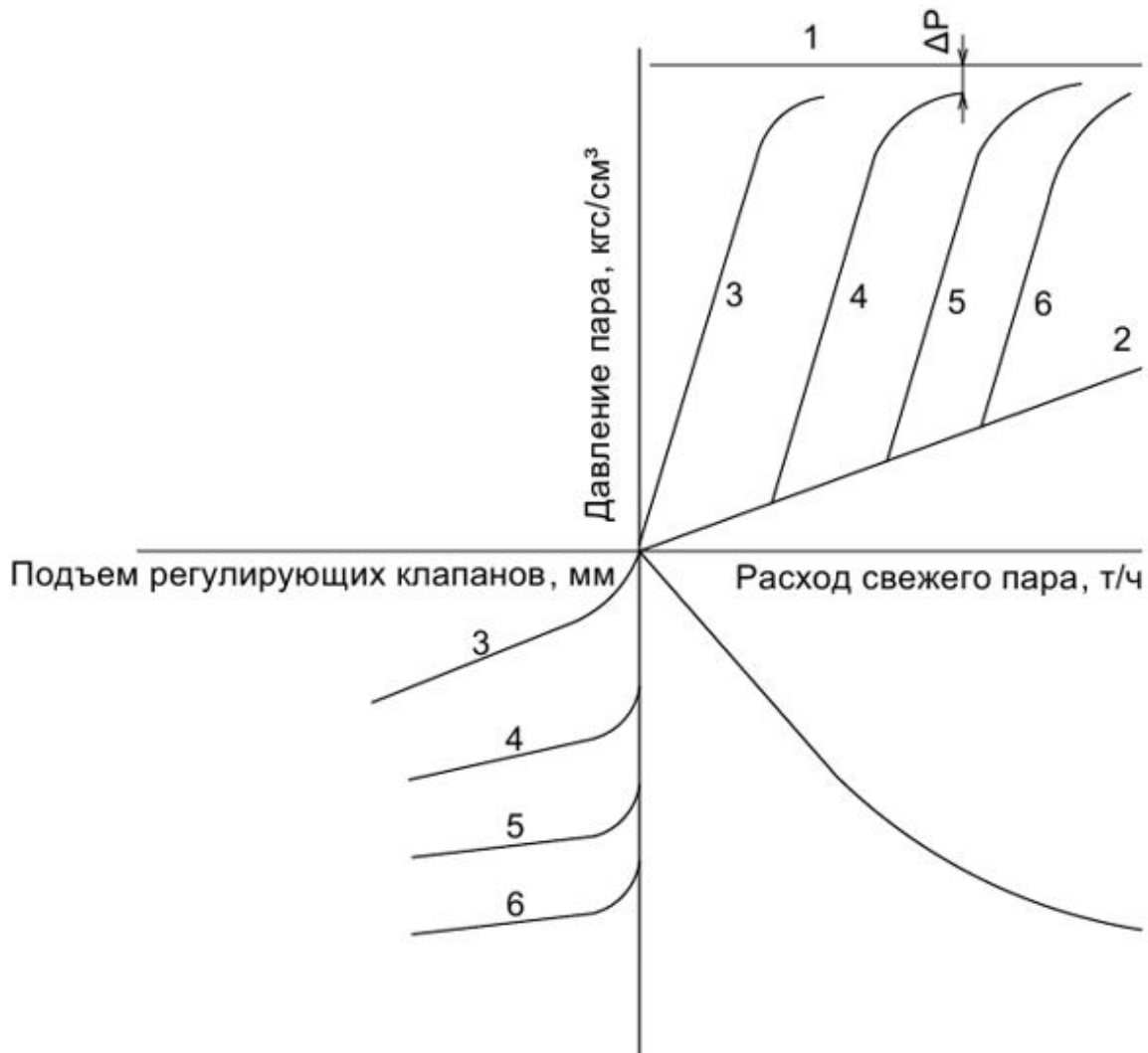


Рисунок 1. Характеристики системы парораспределения:

- 1 — перед стопорным клапаном; 2 — в камере регулирующей ступени; 3, 4, 5, и 6 — 1-й, 2-й, 3-й и 4-й регулирующие клапаны.

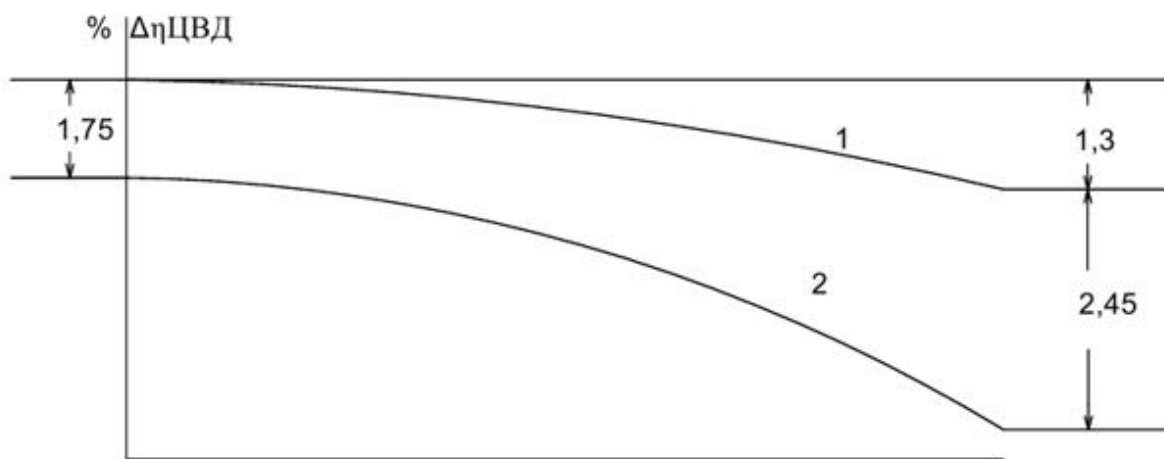
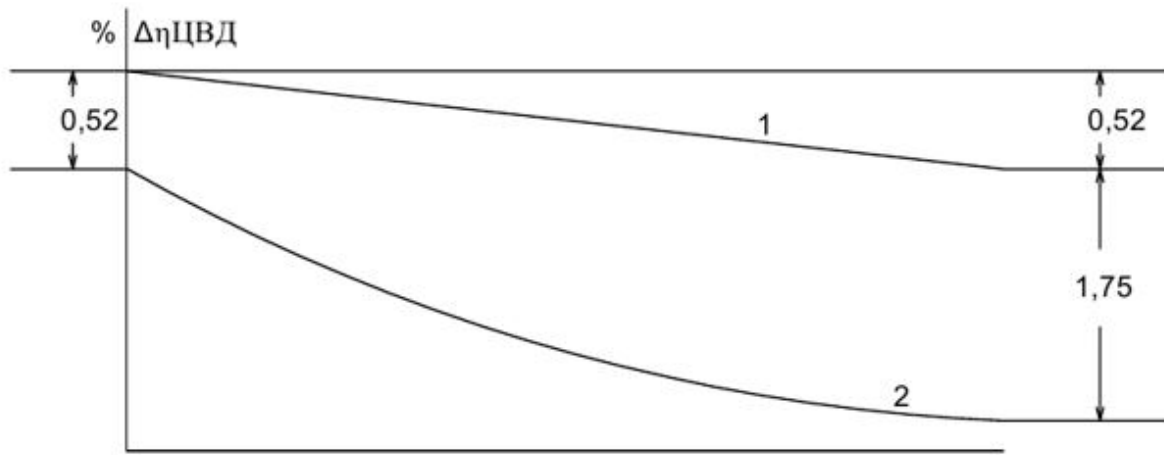


Рисунок 2. Изменение внутренних КПД ЦВД и ЦСД:

1 и 2

система регенерации соответственно включена и отключена.

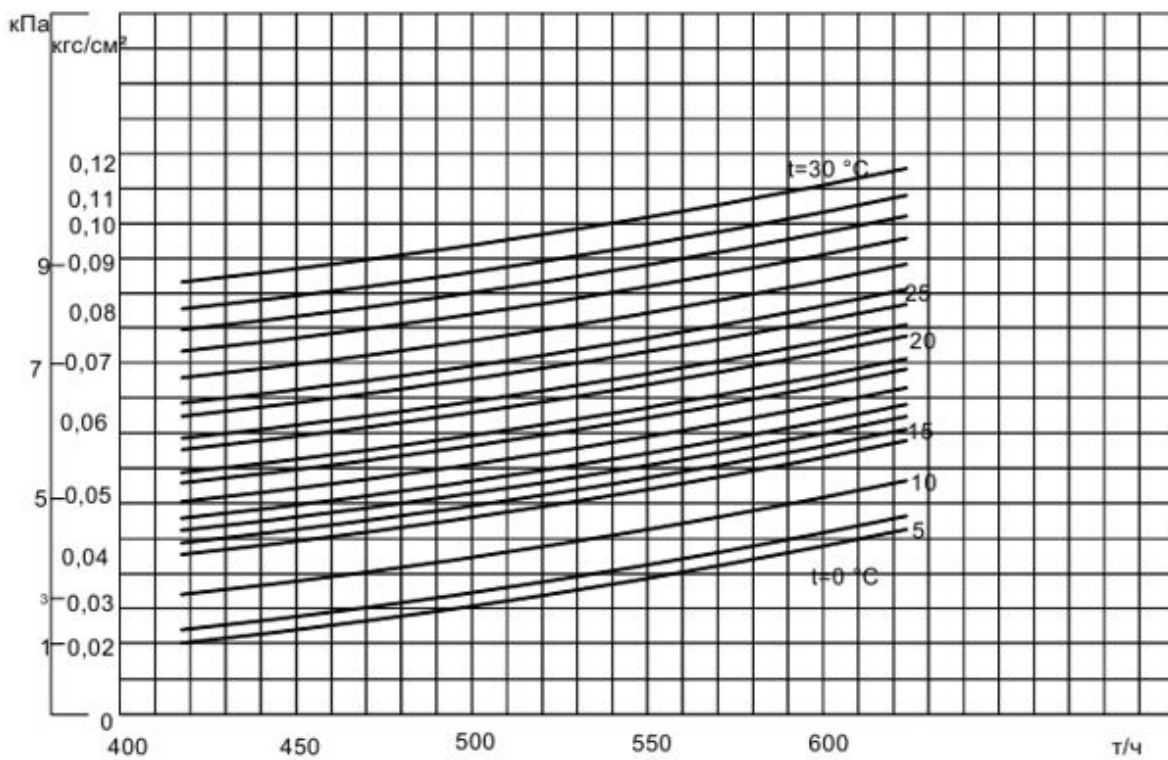
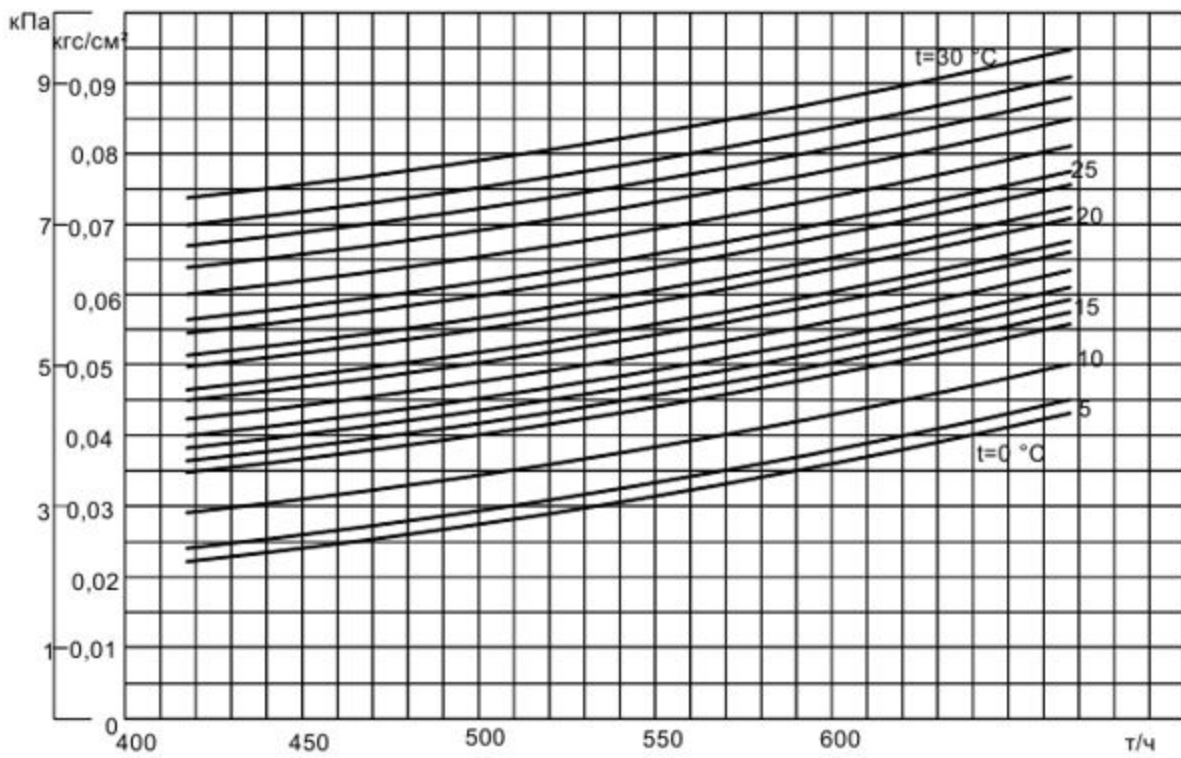


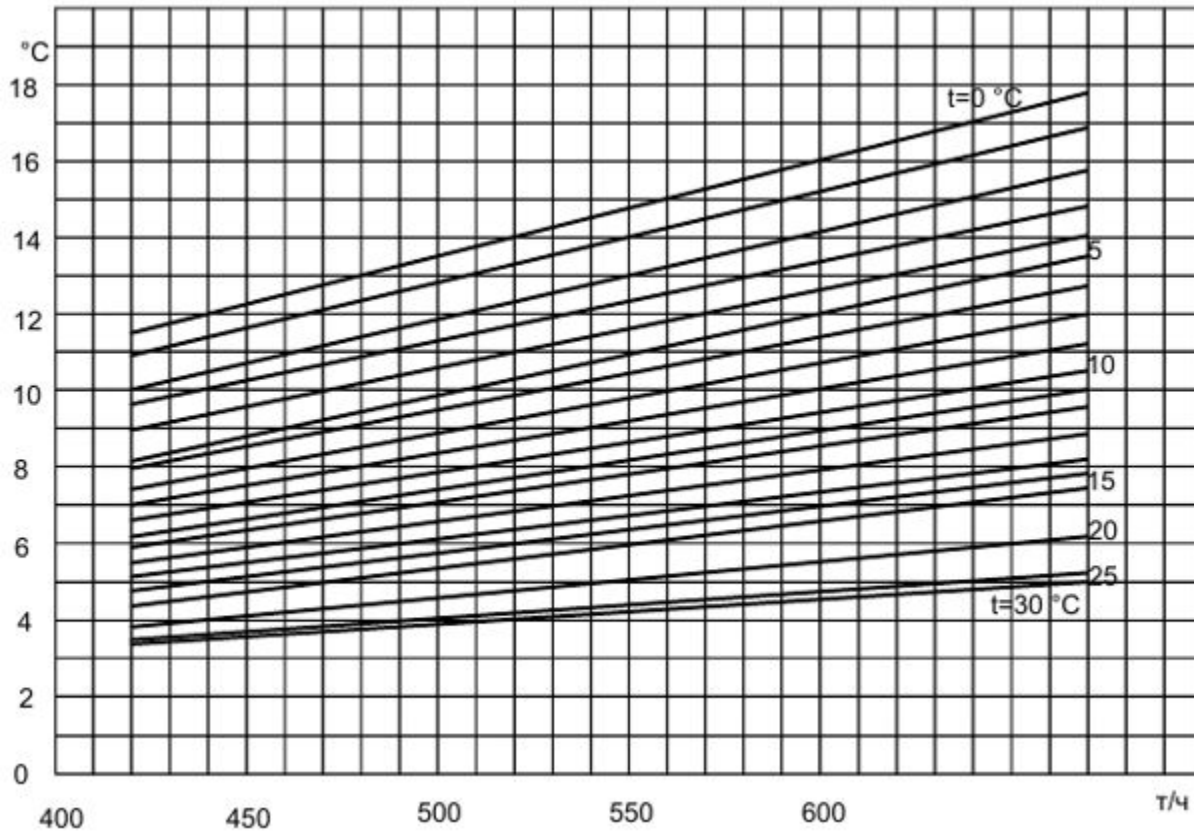
Рисунок 3. Зависимость вакуума в конденсаторе 300-КЦС-1 (p_2) от паровой нагрузки (G_2) и температуры охлаждающей воды (t_1^B):

А

расход охлаждающей воды 36000 кубический метр/час (далее - м³/ч);

Б

расход охлаждающей воды 25000 м³/ч.



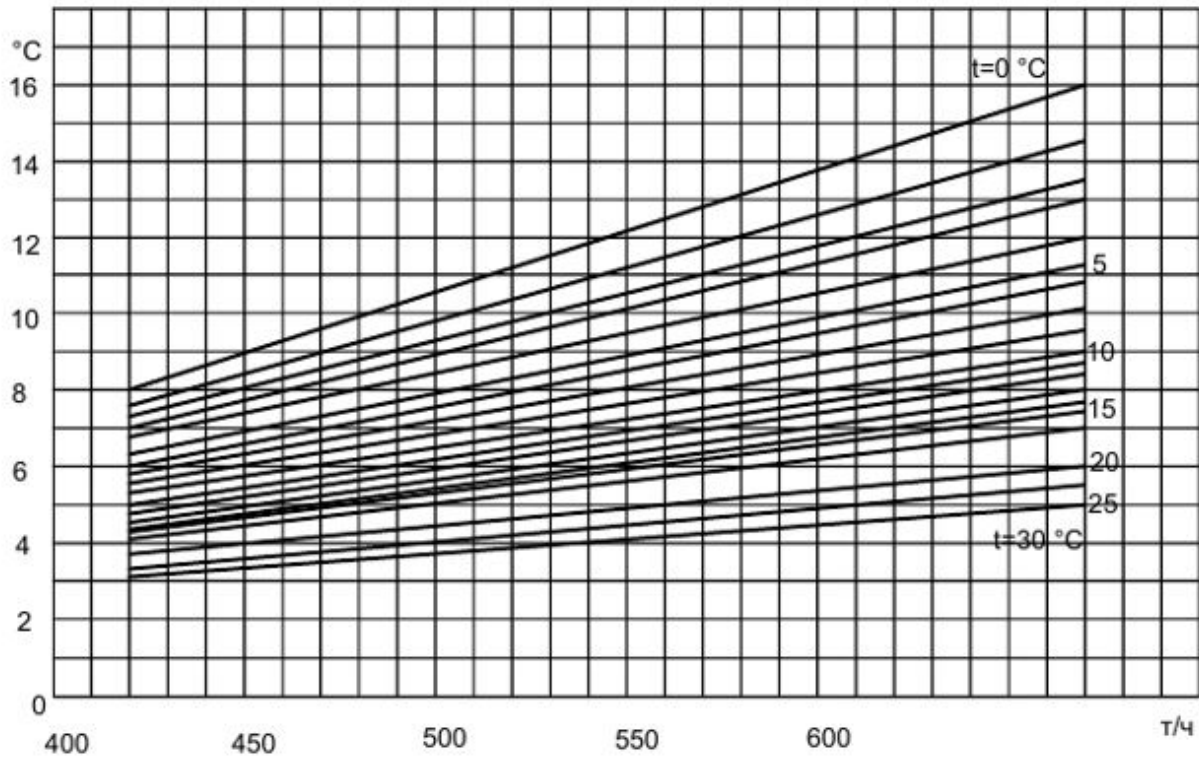
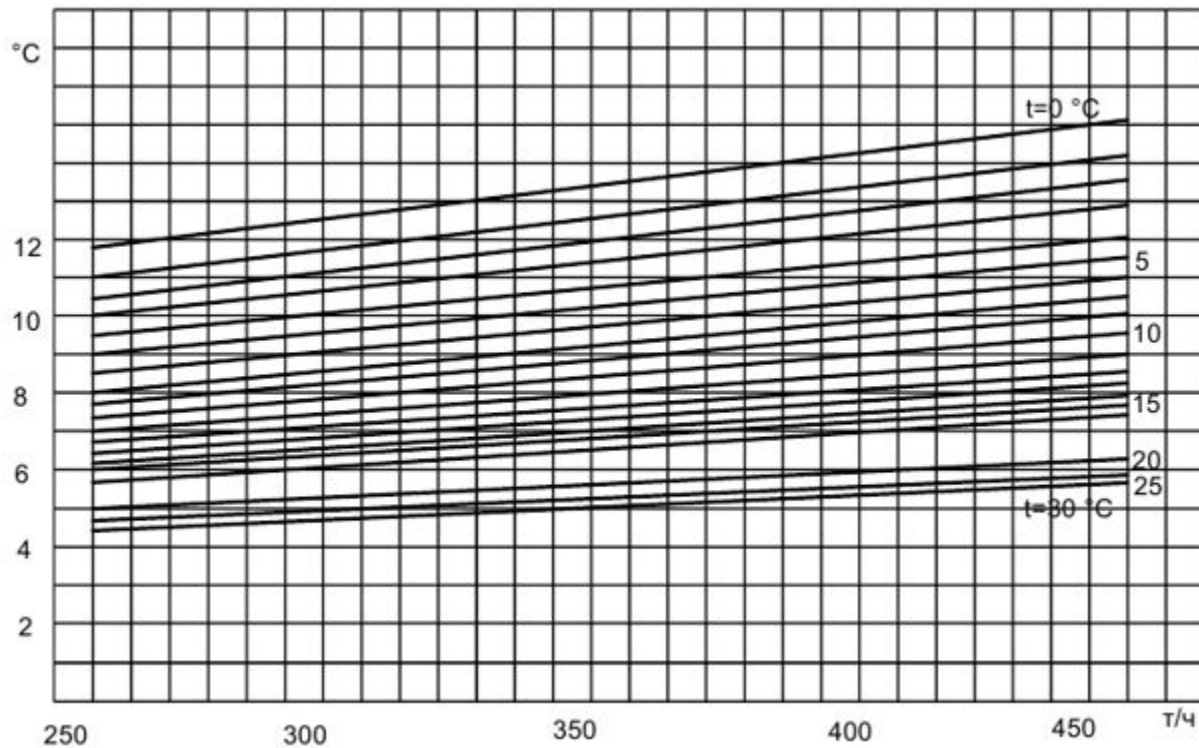


Рисунок 4. Зависимость температурного напора в конденсаторе 300-КЦС-1 (dt) от паровой нагрузки (G_2) и температуры охлаждающей воды (t_1^B).



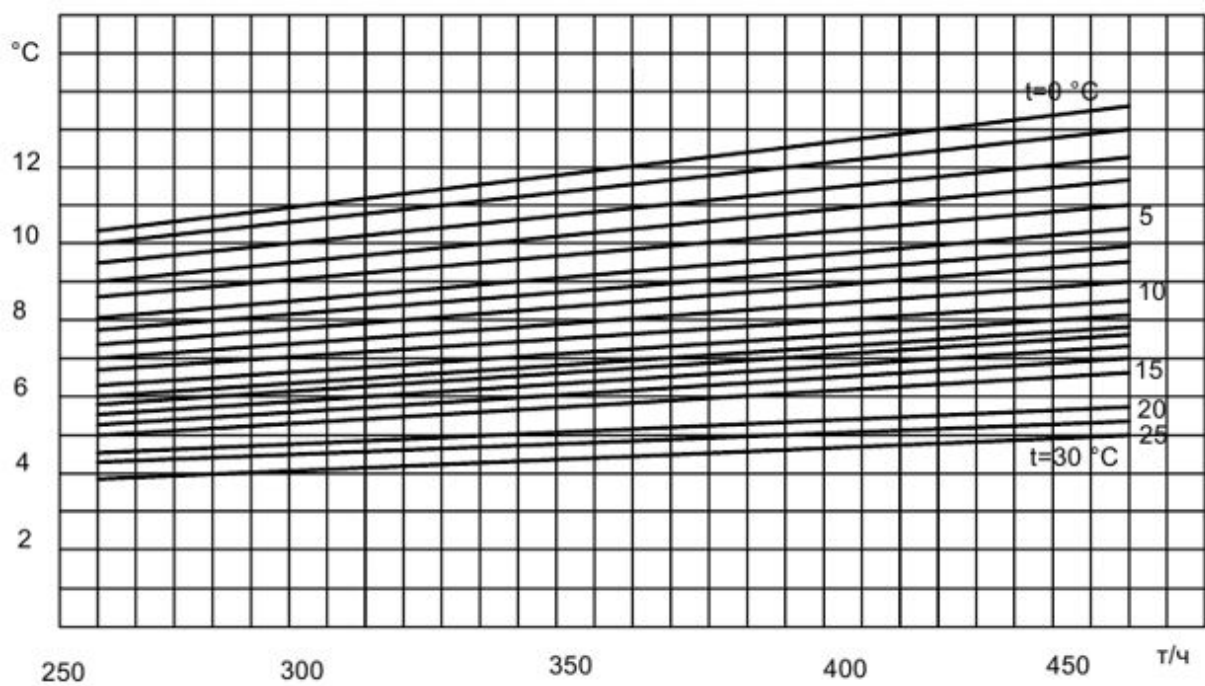


Рисунок 5. Зависимость температурного напора в конденсаторе 200-КЦС-2 (dt) от паровой нагрузки (G_2) и температуры охлаждающей воды (t_1^B):

А

расход охлаждающей воды 25000 м³/ч;

Б

расход охлаждающей воды 17000 м³/ч.

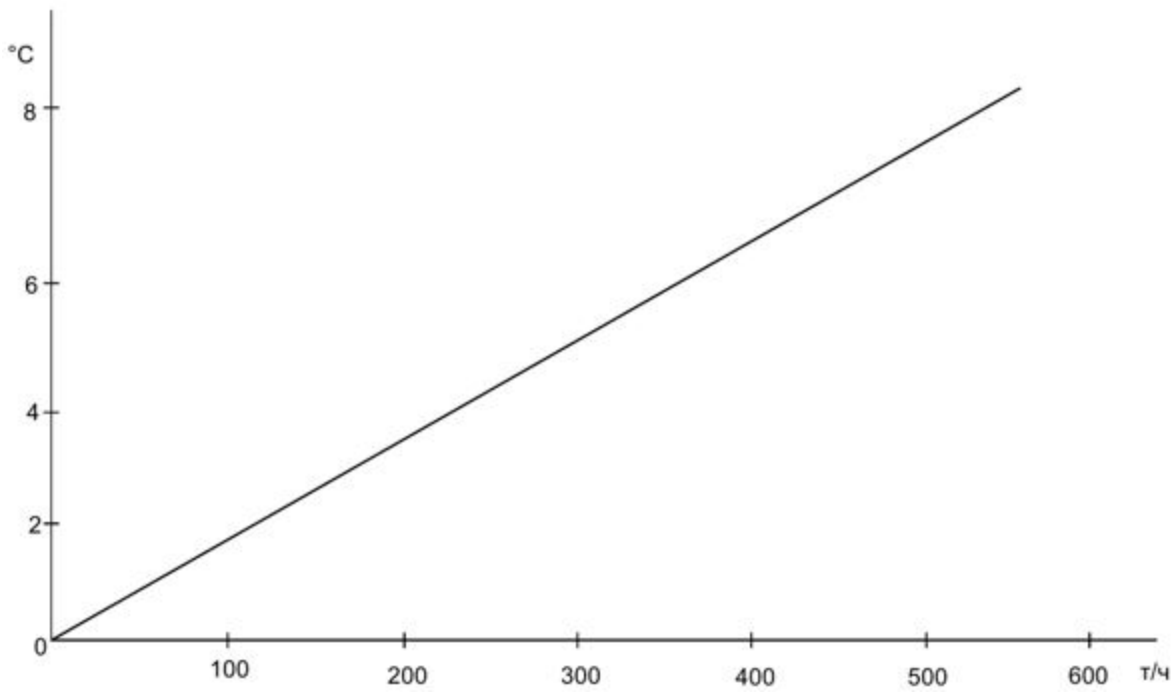


Рисунок 6. Зависимость нагрева охлаждающей воды в конденсаторе 300-КЦС-1 (

Δ

t) от паровой нагрузки (G_2) при расходе охлаждающей воды $36000 \text{ м}^3/\text{ч}$.

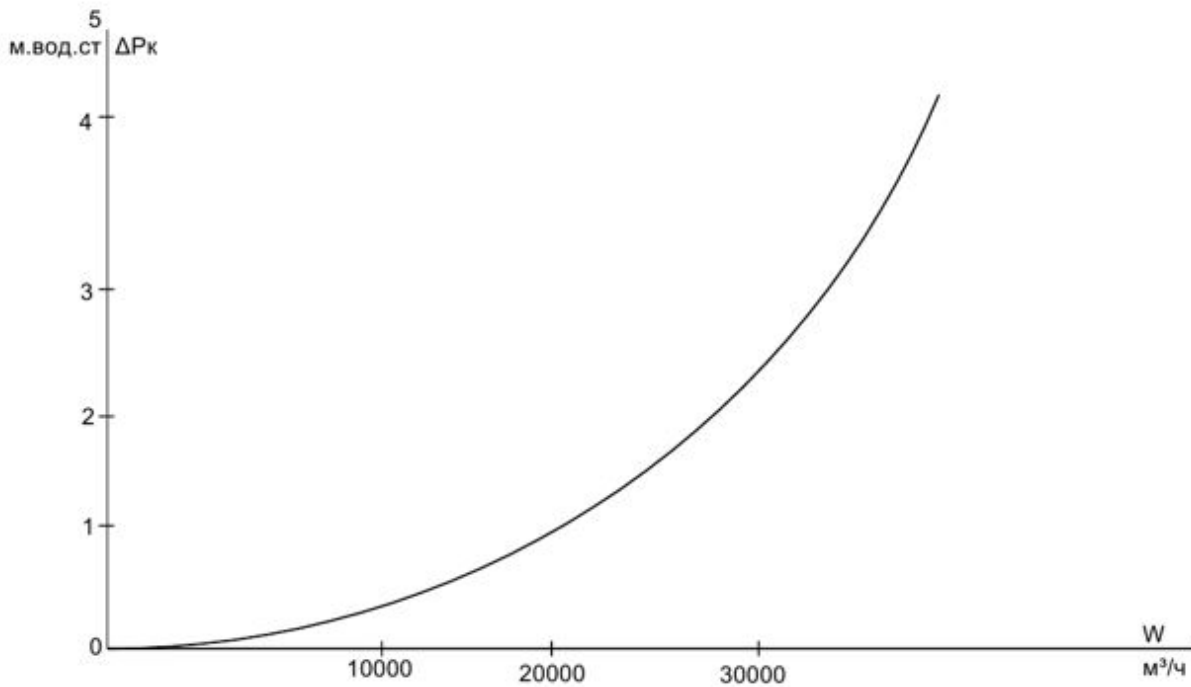


Рисунок 7. Зависимость гидравлических сопротивлений конденсатора 300-КЦС-1 (

Δ

р) от расхода охлаждающей воды (W).

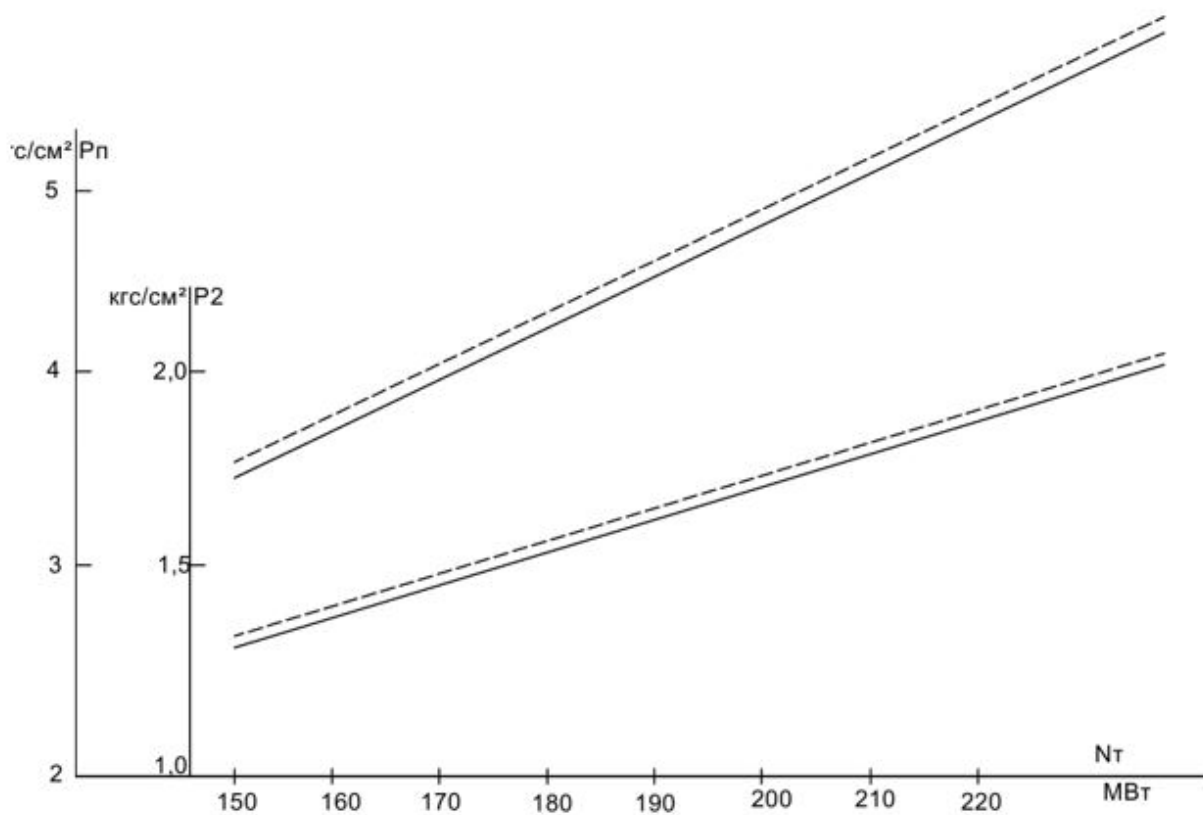


Рисунок 8. Зависимость электрической мощности турбины К-300-240 (N) от давления в контрольных ступенях (в камере V отбора и за ЦСД) при отключенной системе регенерации

Приложение 2
к Методическим указаниям
по проведению экспресс-испытаний
паровых
турбин тепловых электростанций

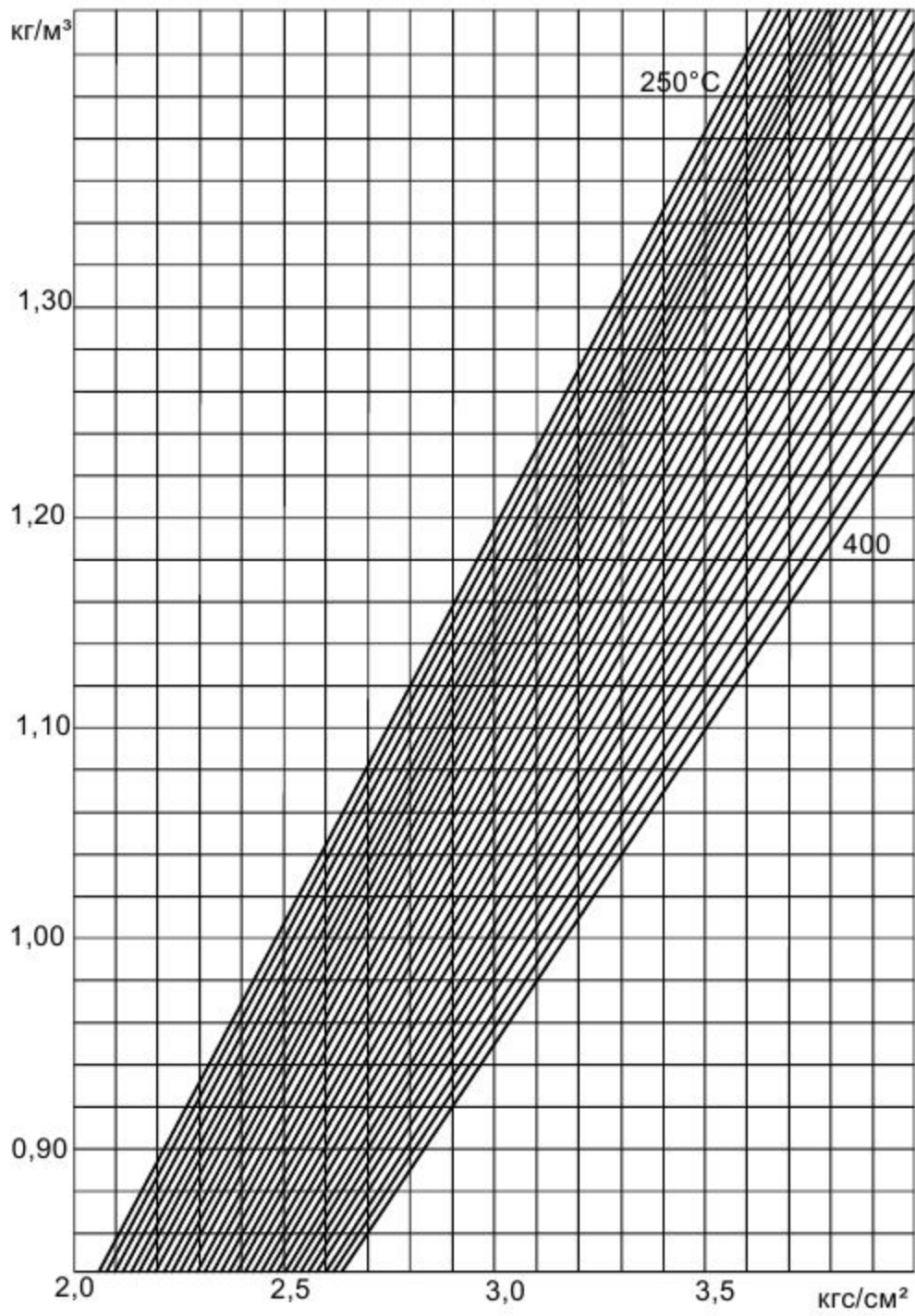


Рисунок 1 а. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

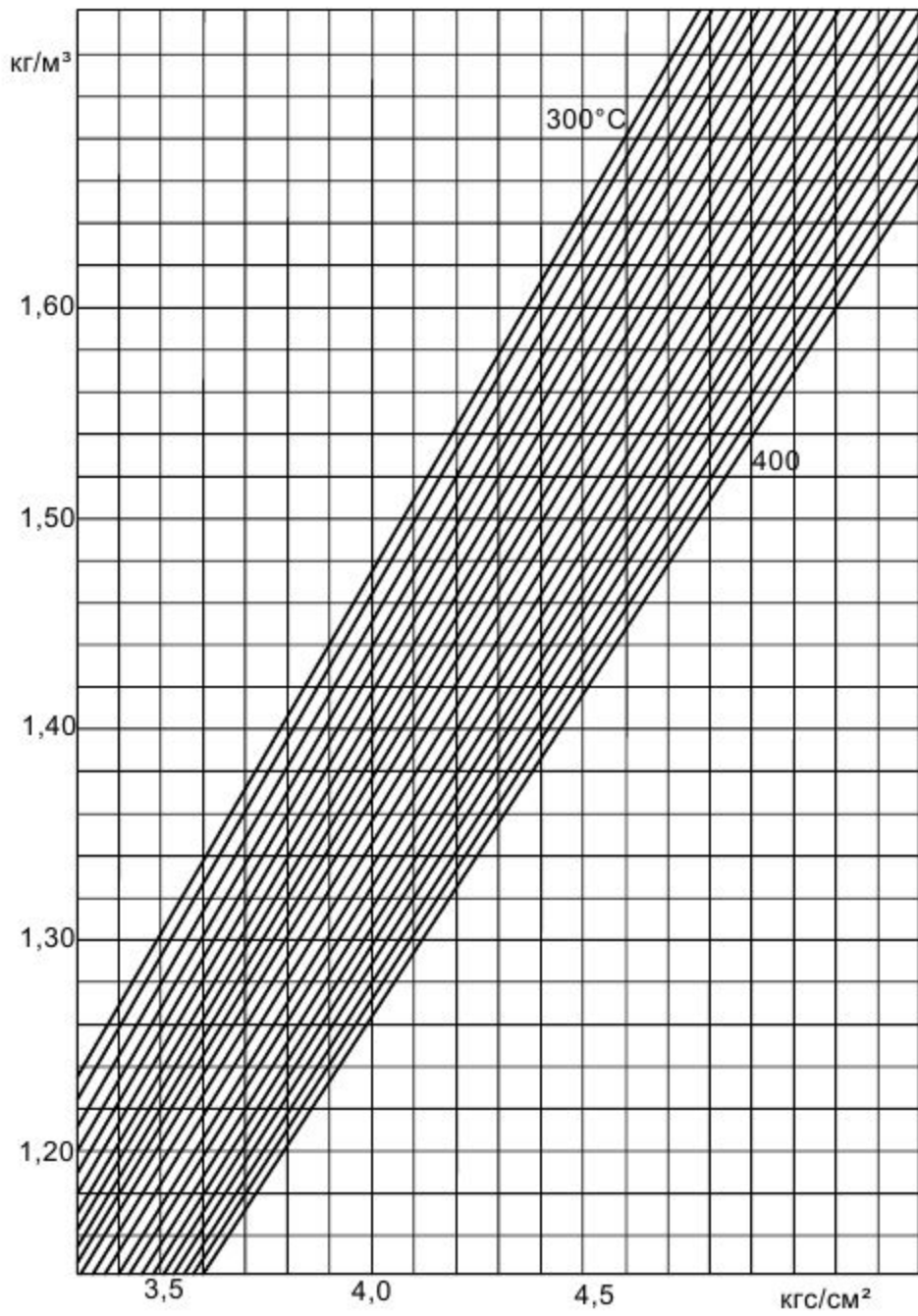


Рисунок 1 б. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

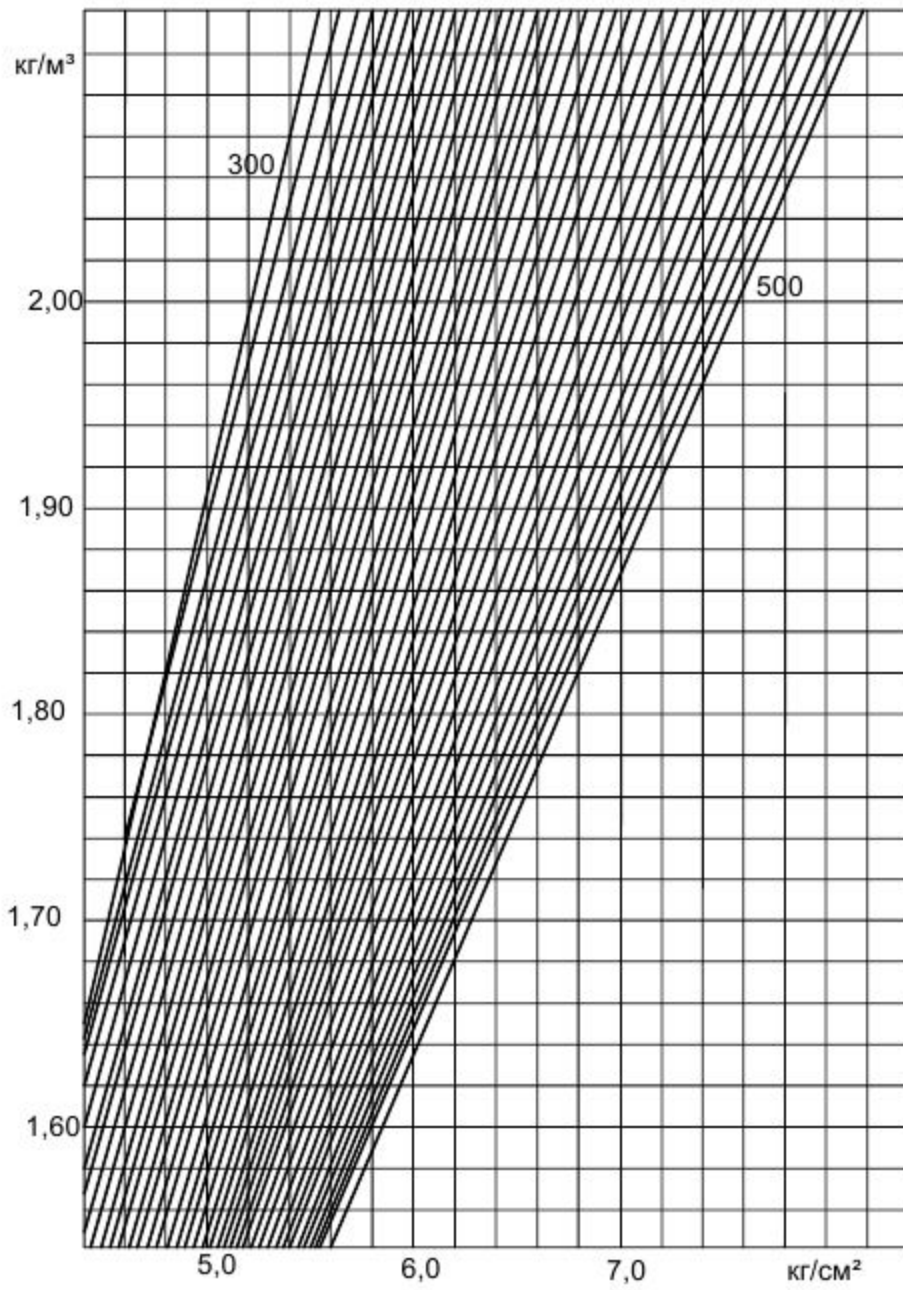


Рисунок 1 в. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

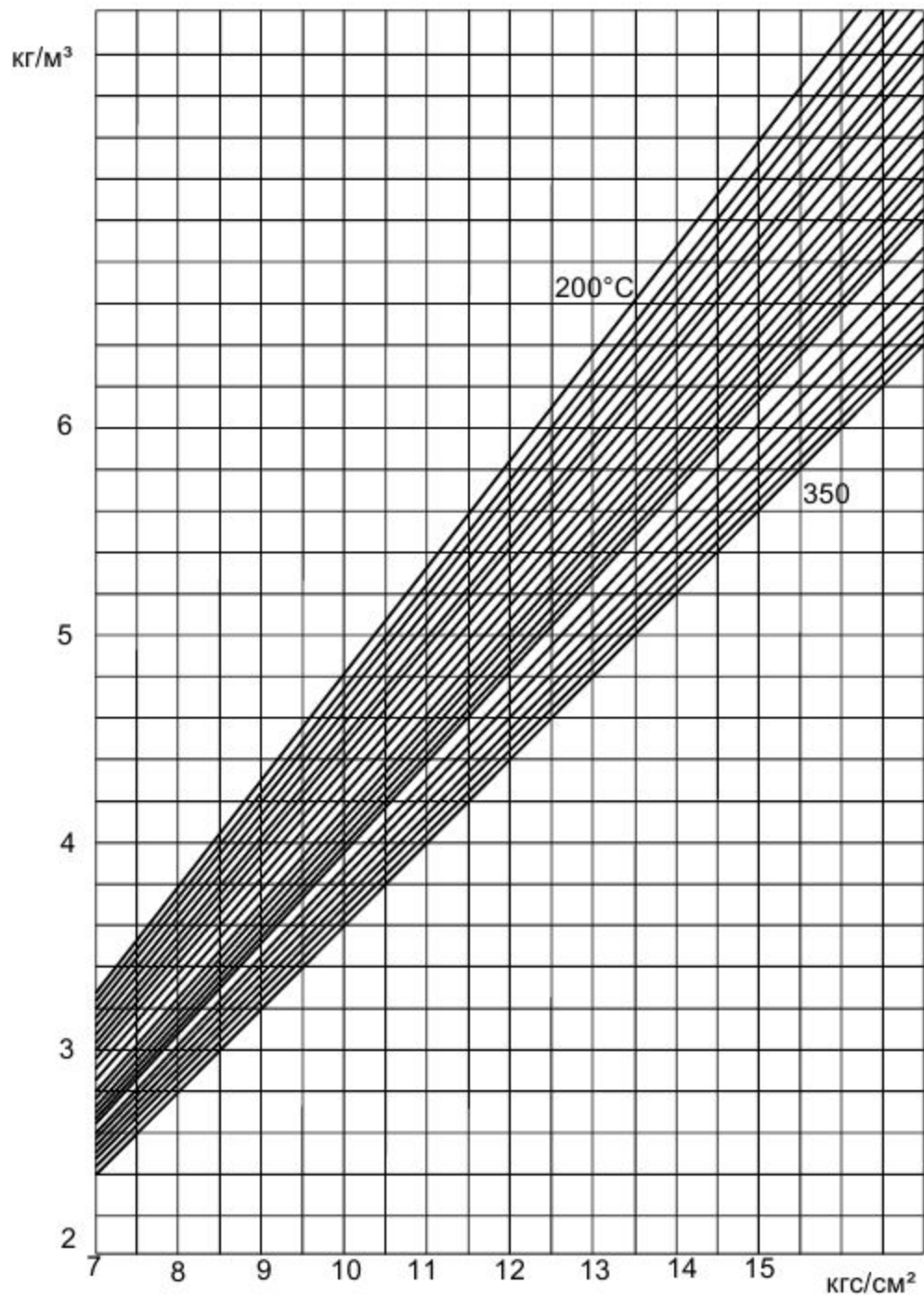


Рисунок 1 г. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

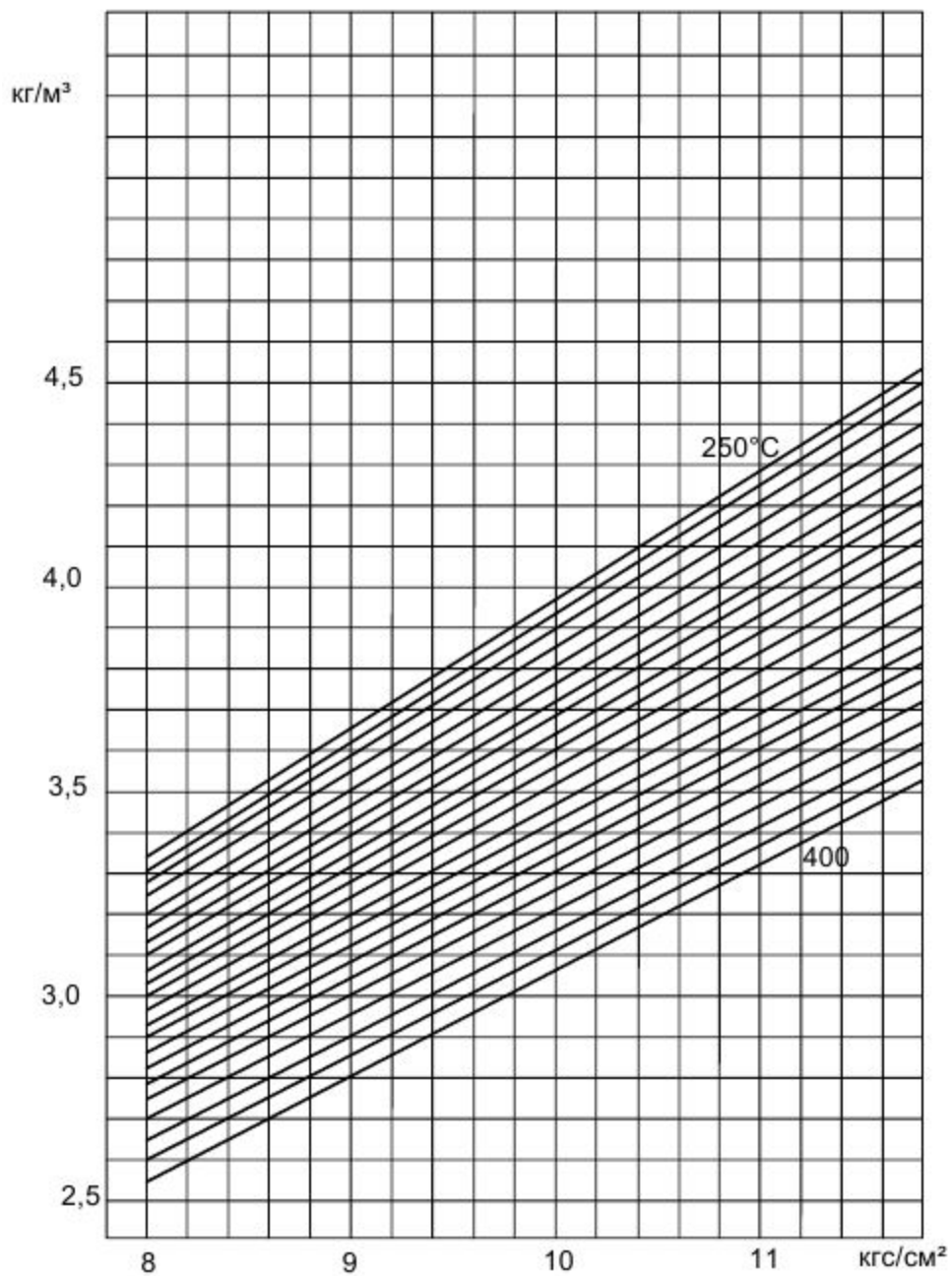


Рисунок 1 д. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

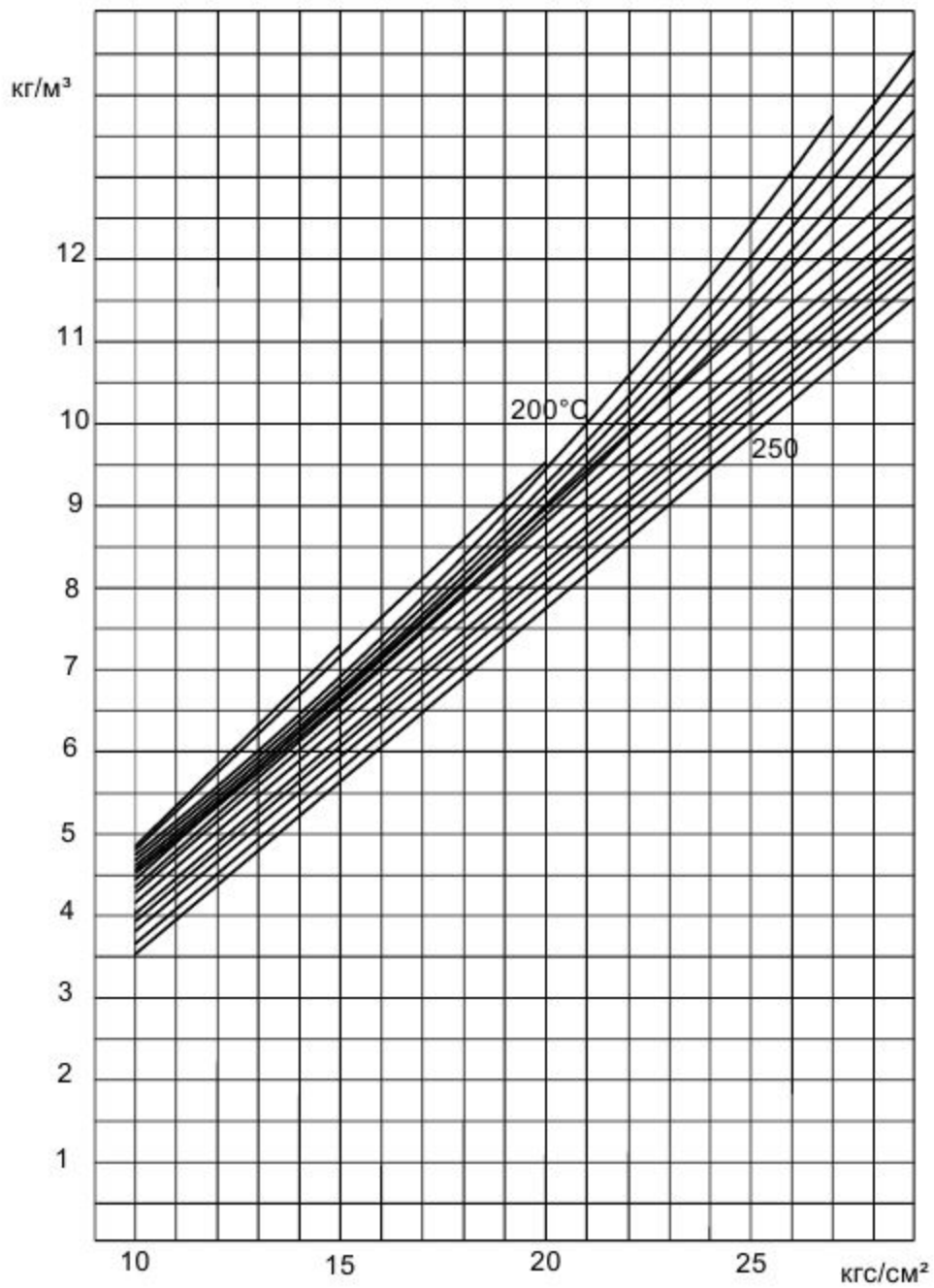


Рисунок 1 е. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

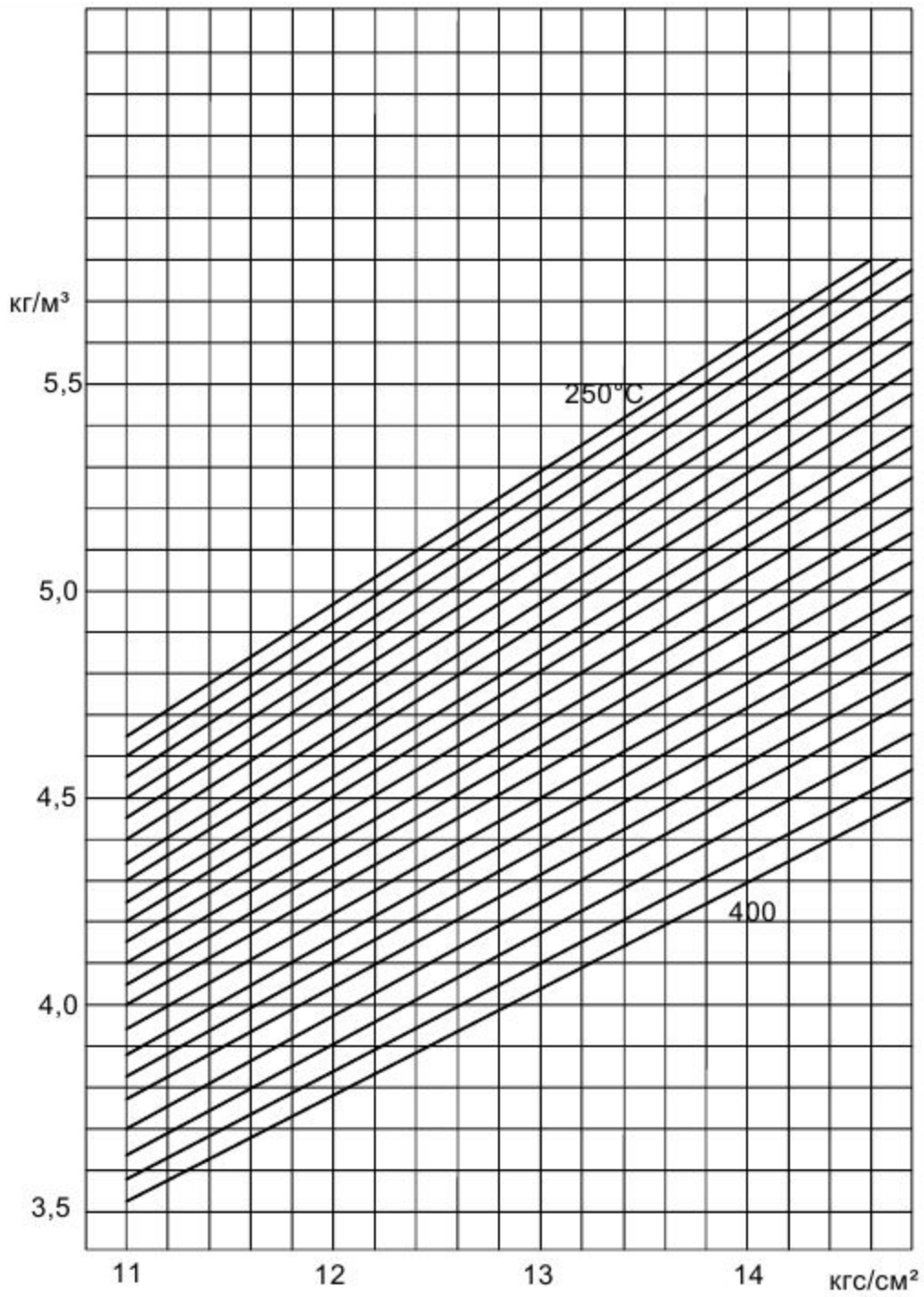


Рисунок 1 ж. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

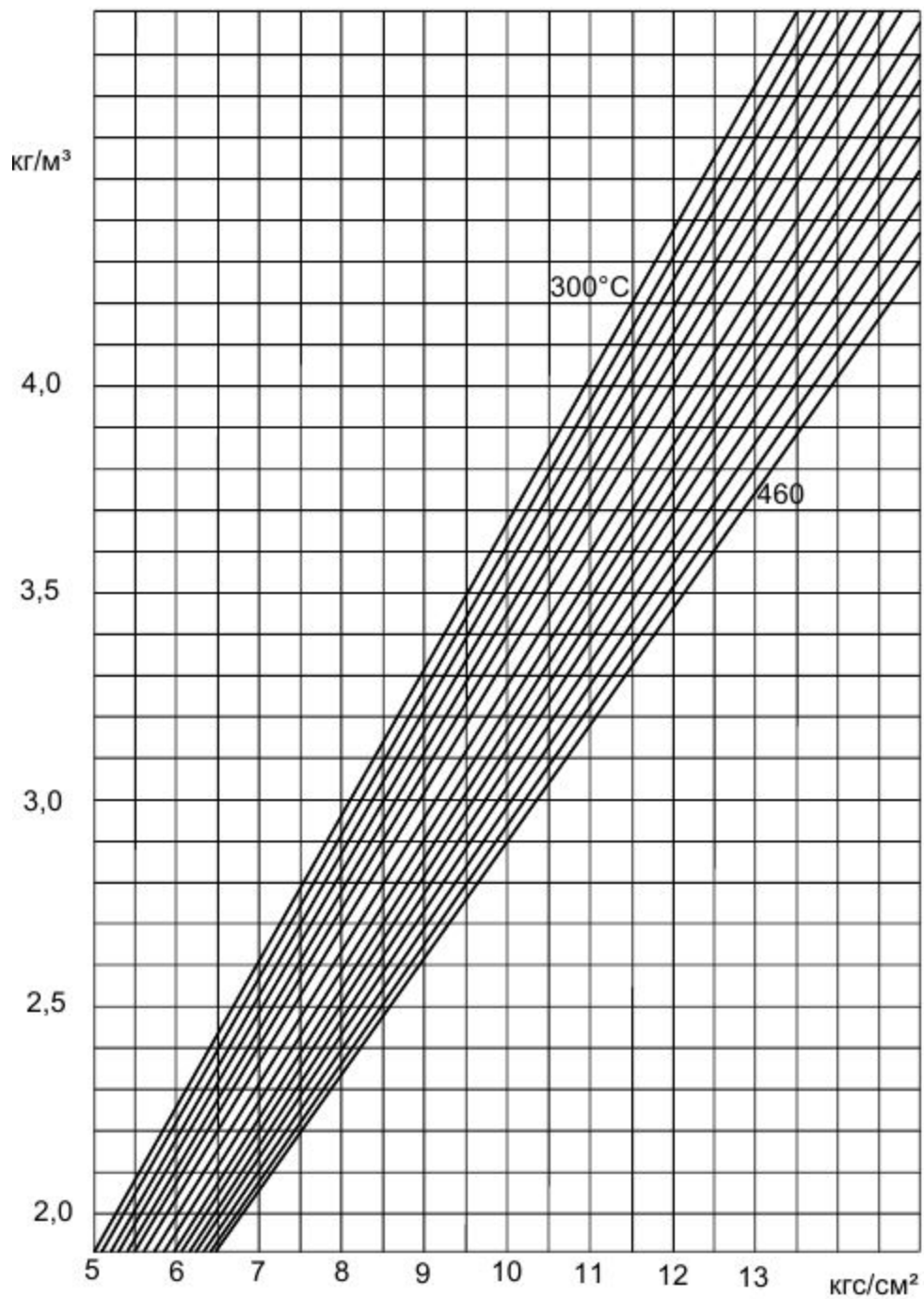


Рисунок 1 з. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

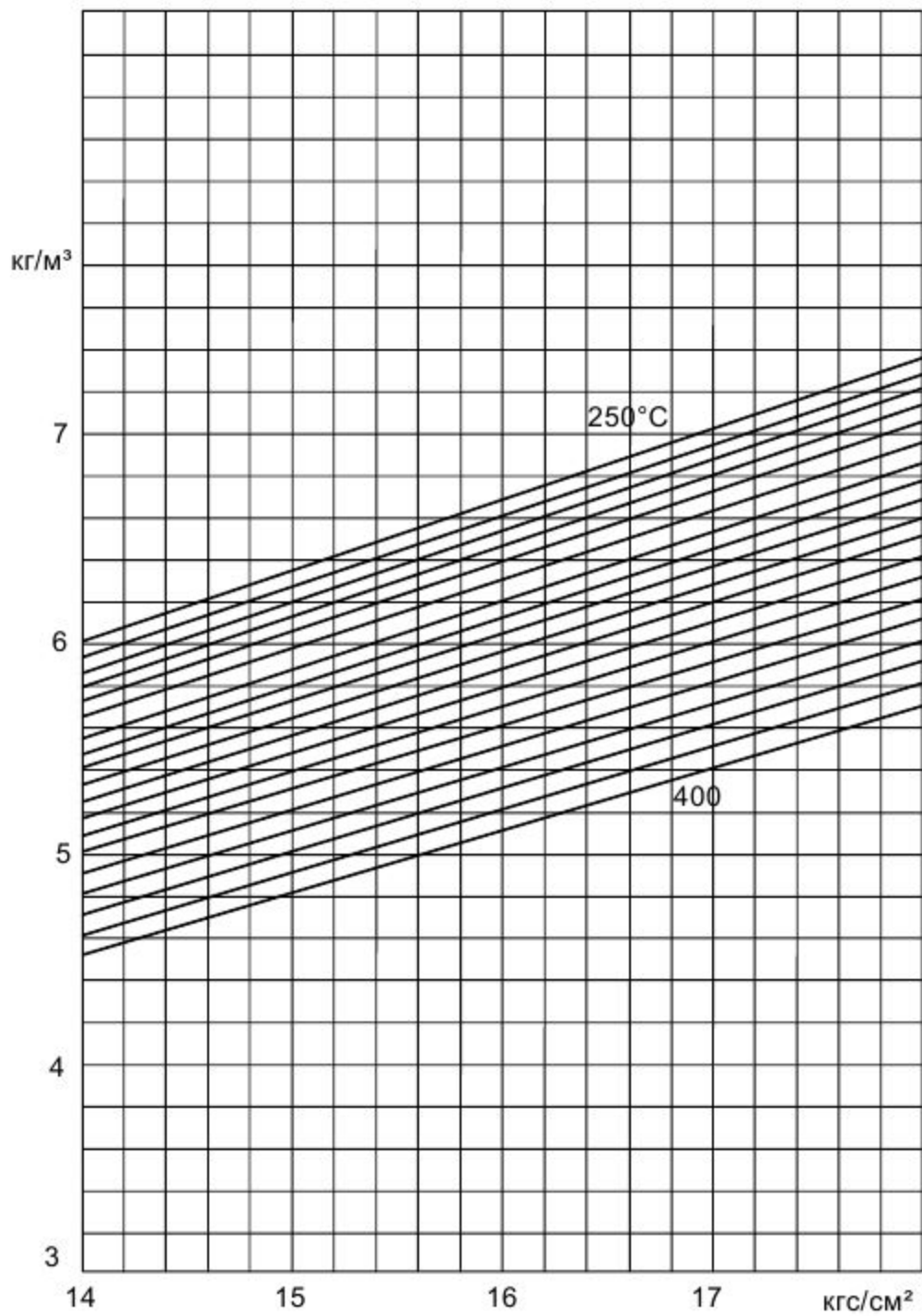


Рисунок 1 и. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

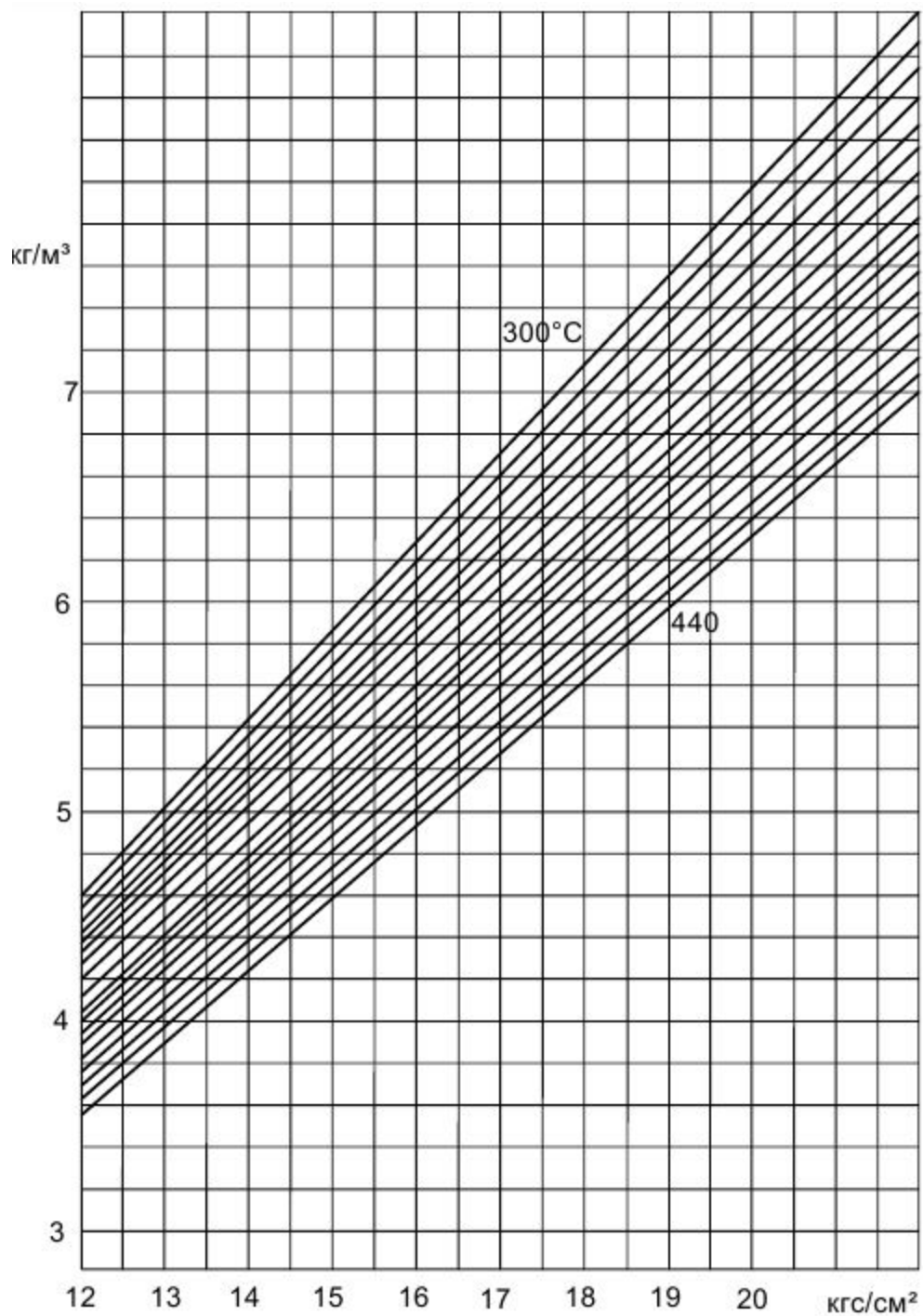


Рисунок 1 к. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

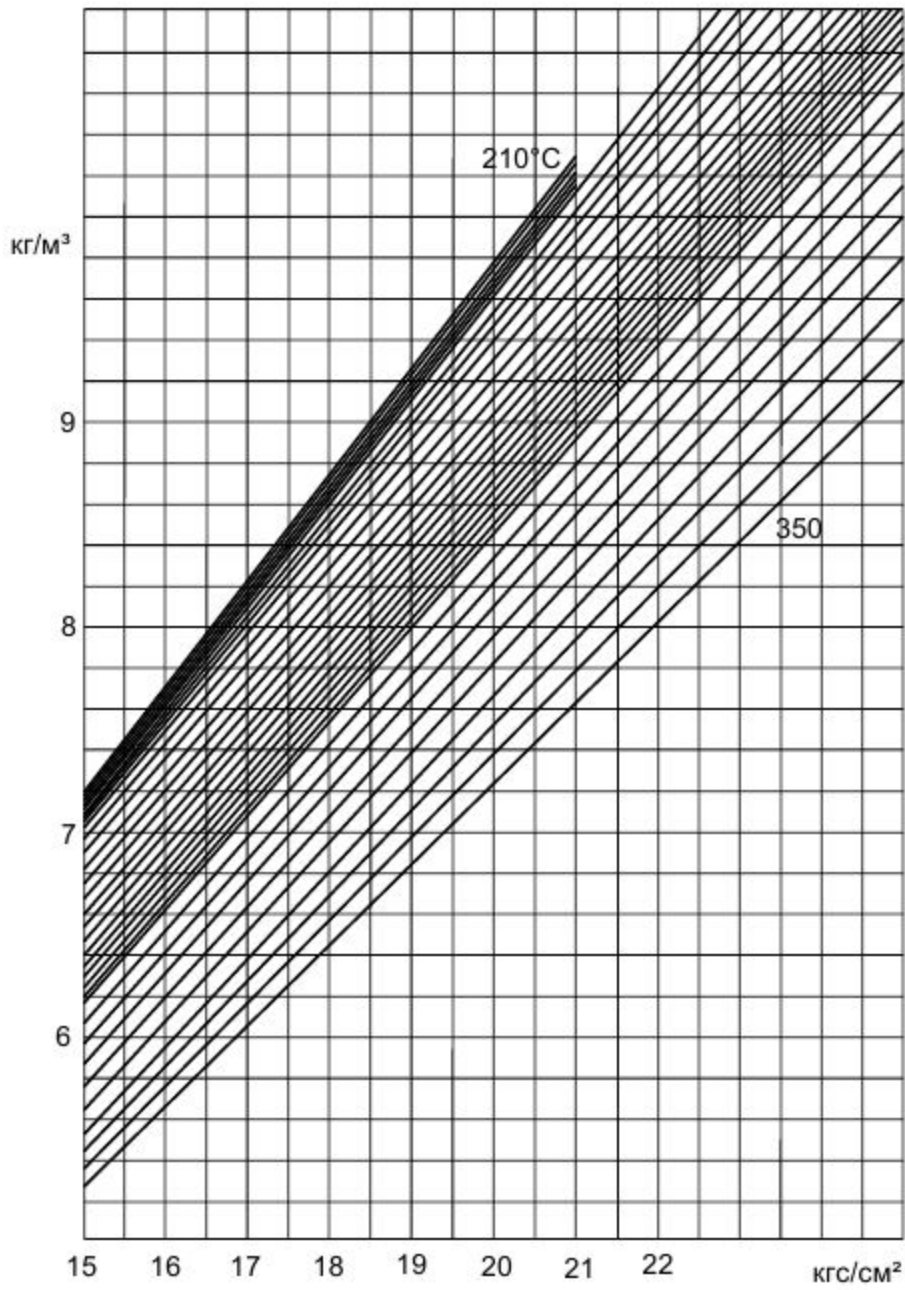


Рисунок 1 л. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

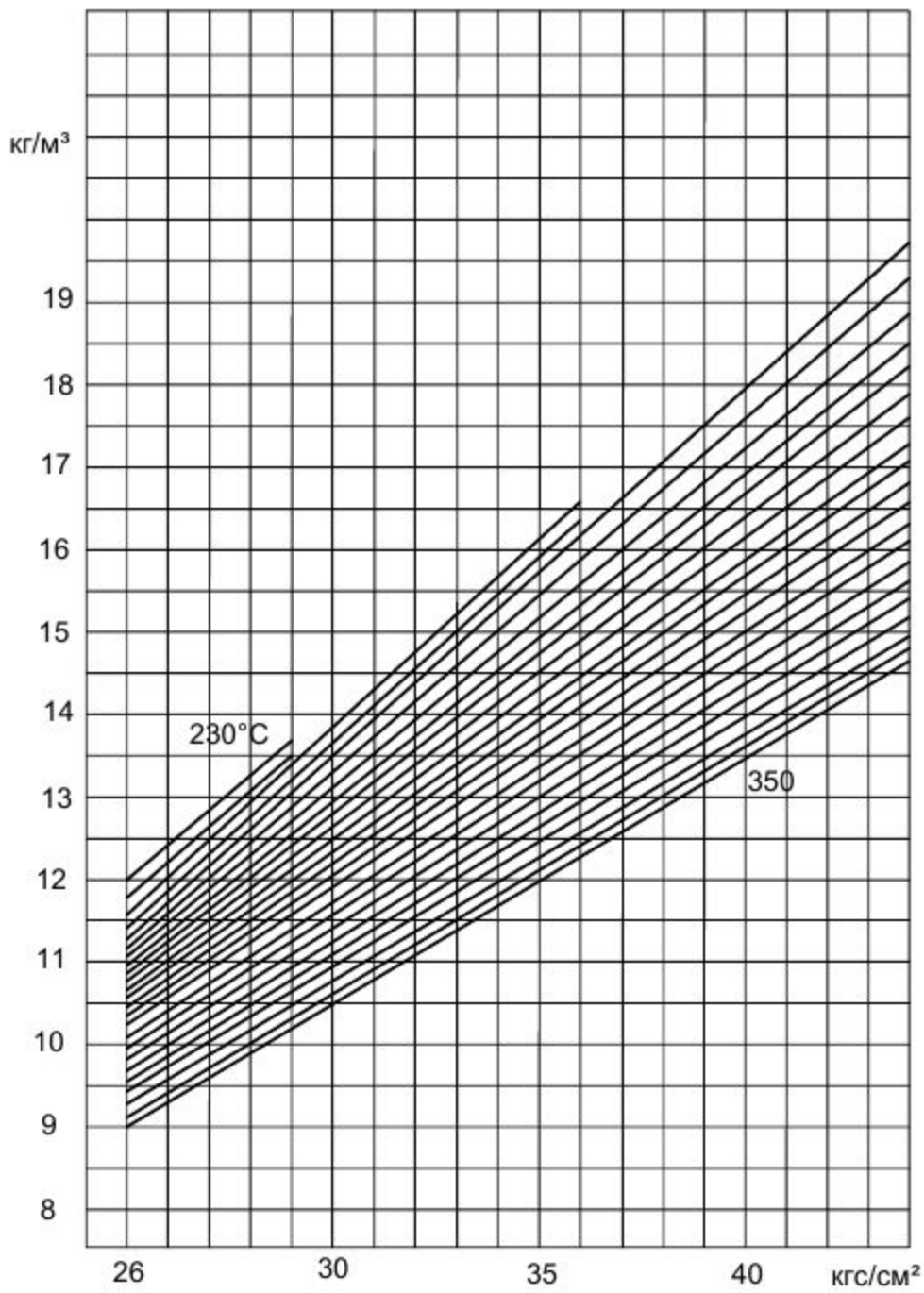


Рисунок 1 м. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

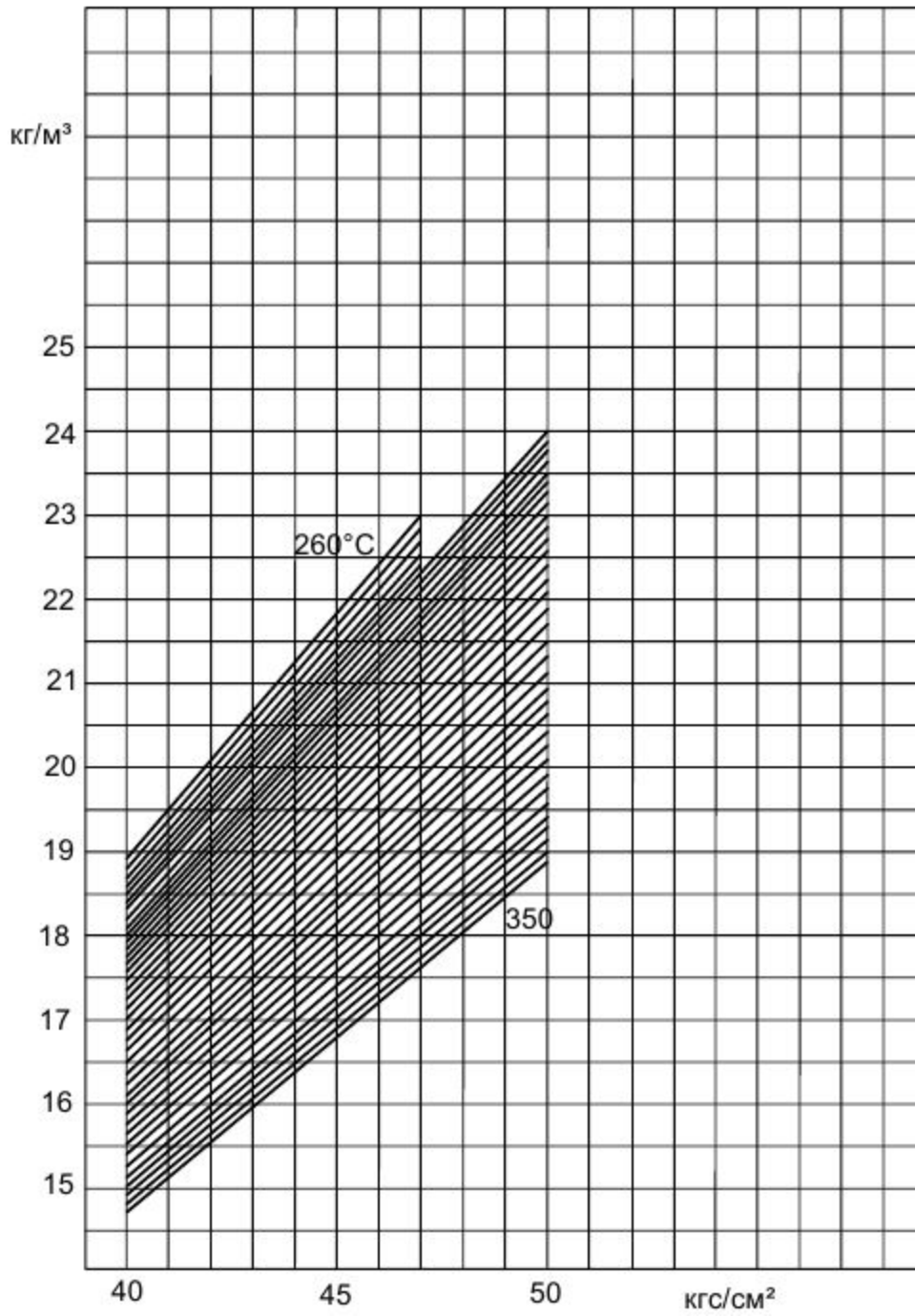


Рисунок 1 н. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

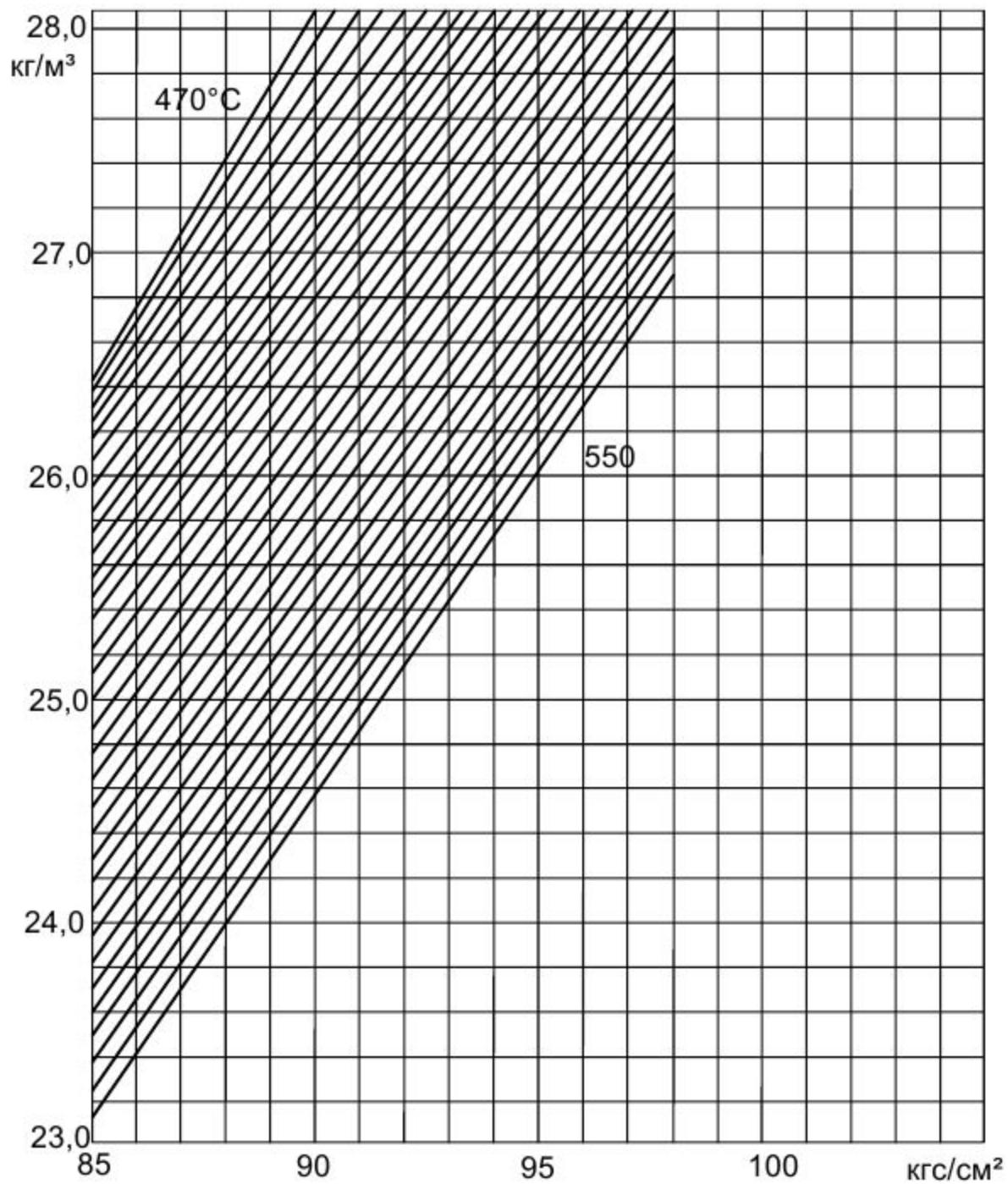


Рисунок 1 о. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

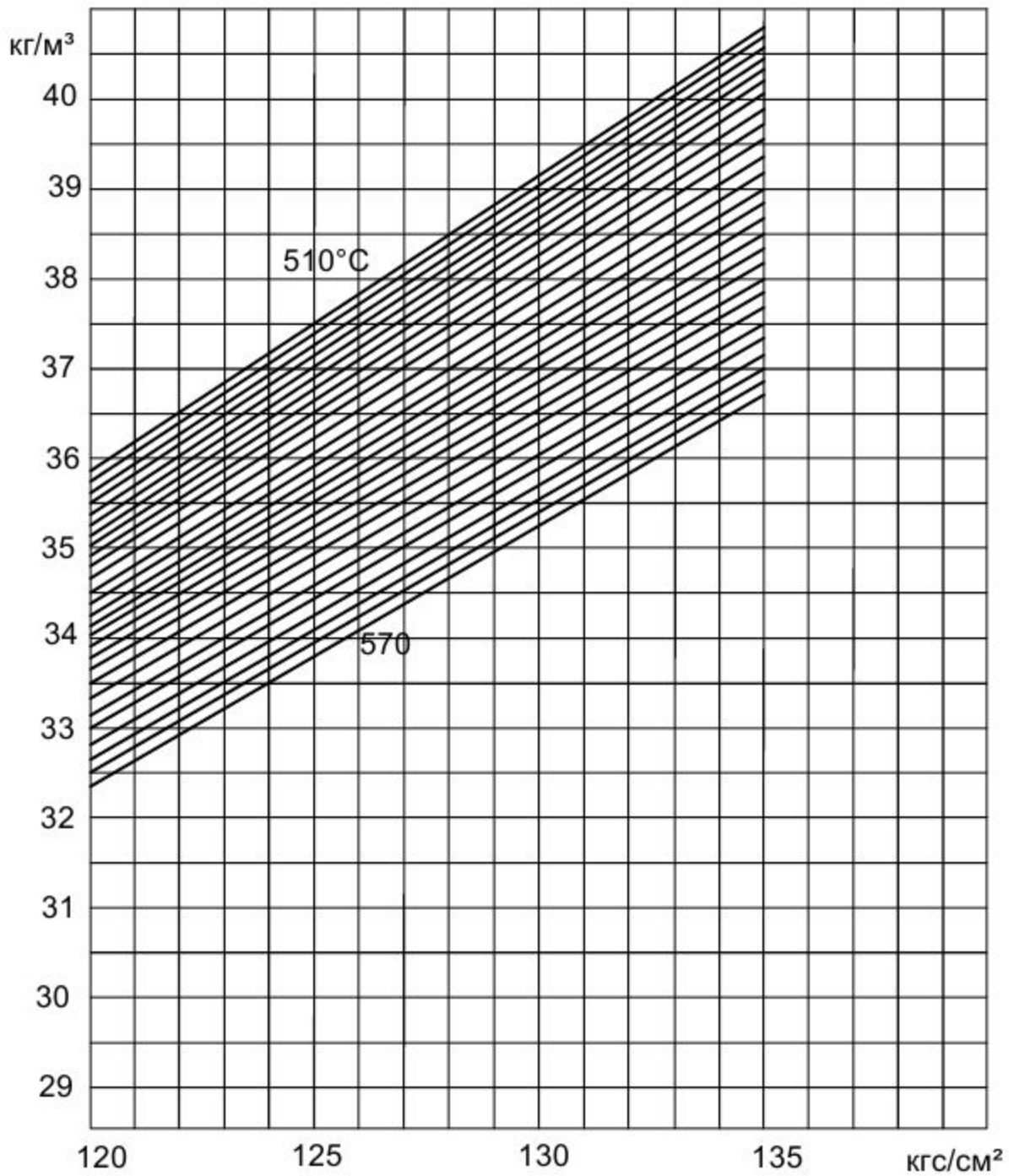


Рисунок 1 п. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

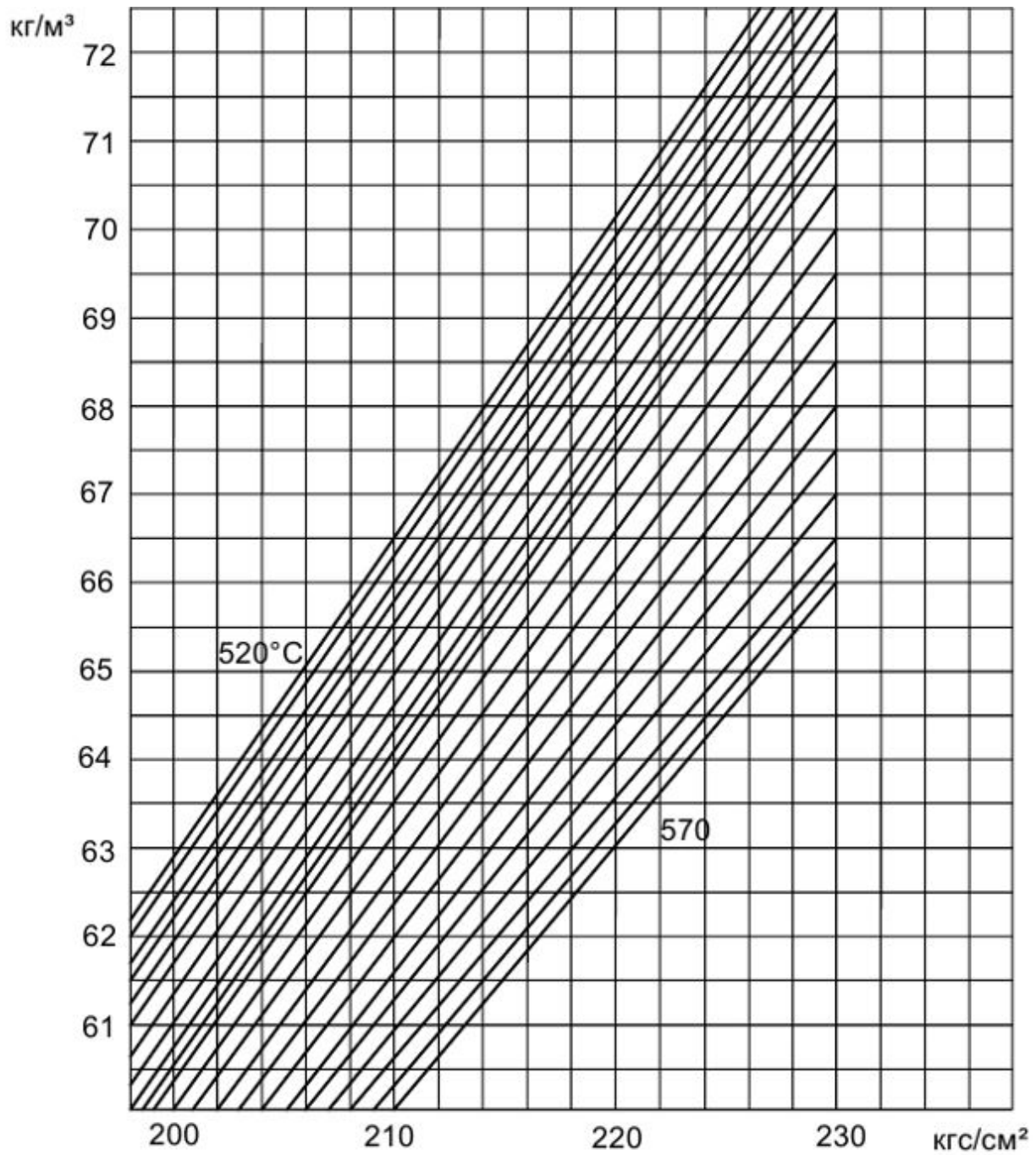


Рисунок 1 р. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

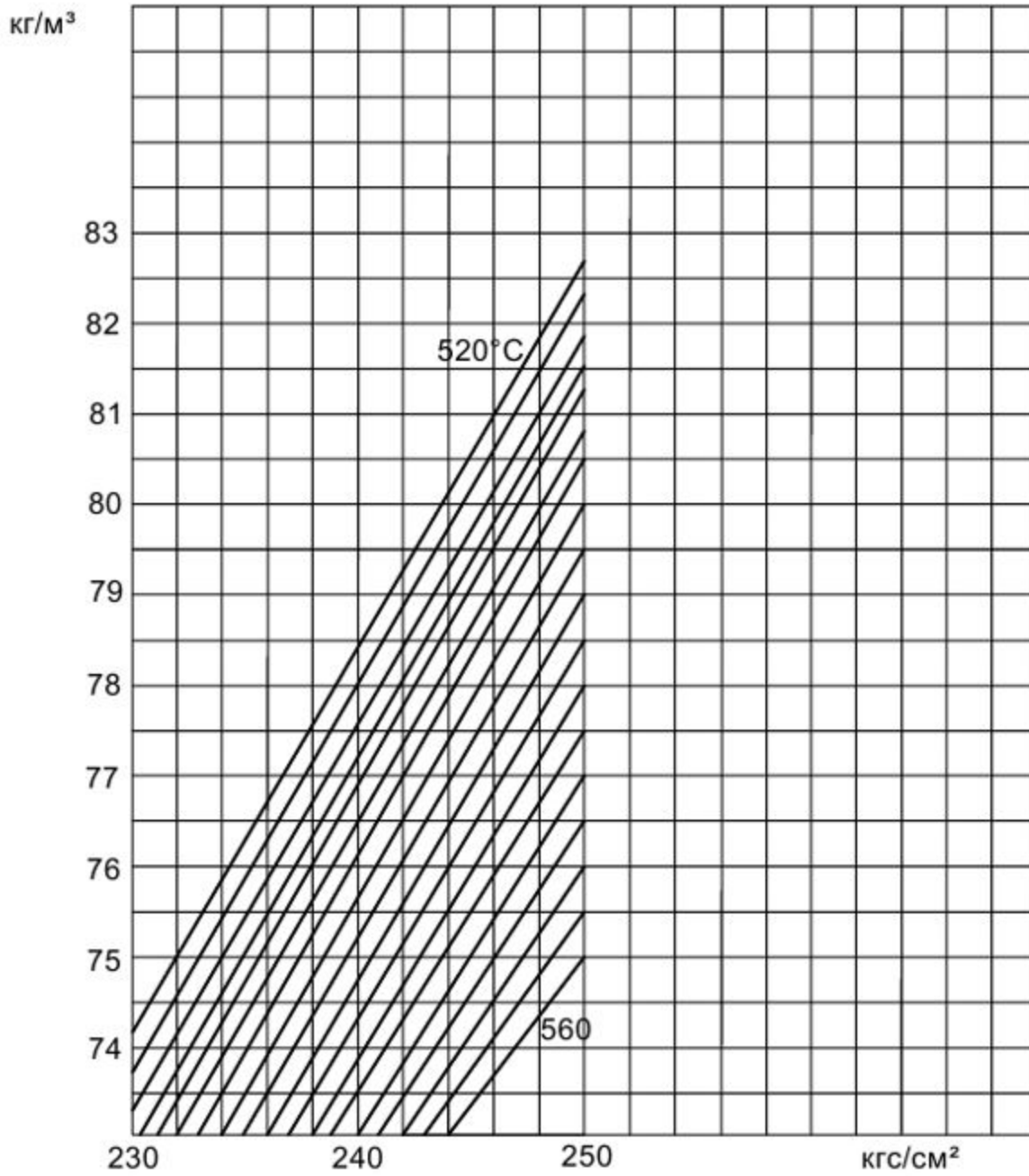


Рисунок 1 с. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

кг/м³

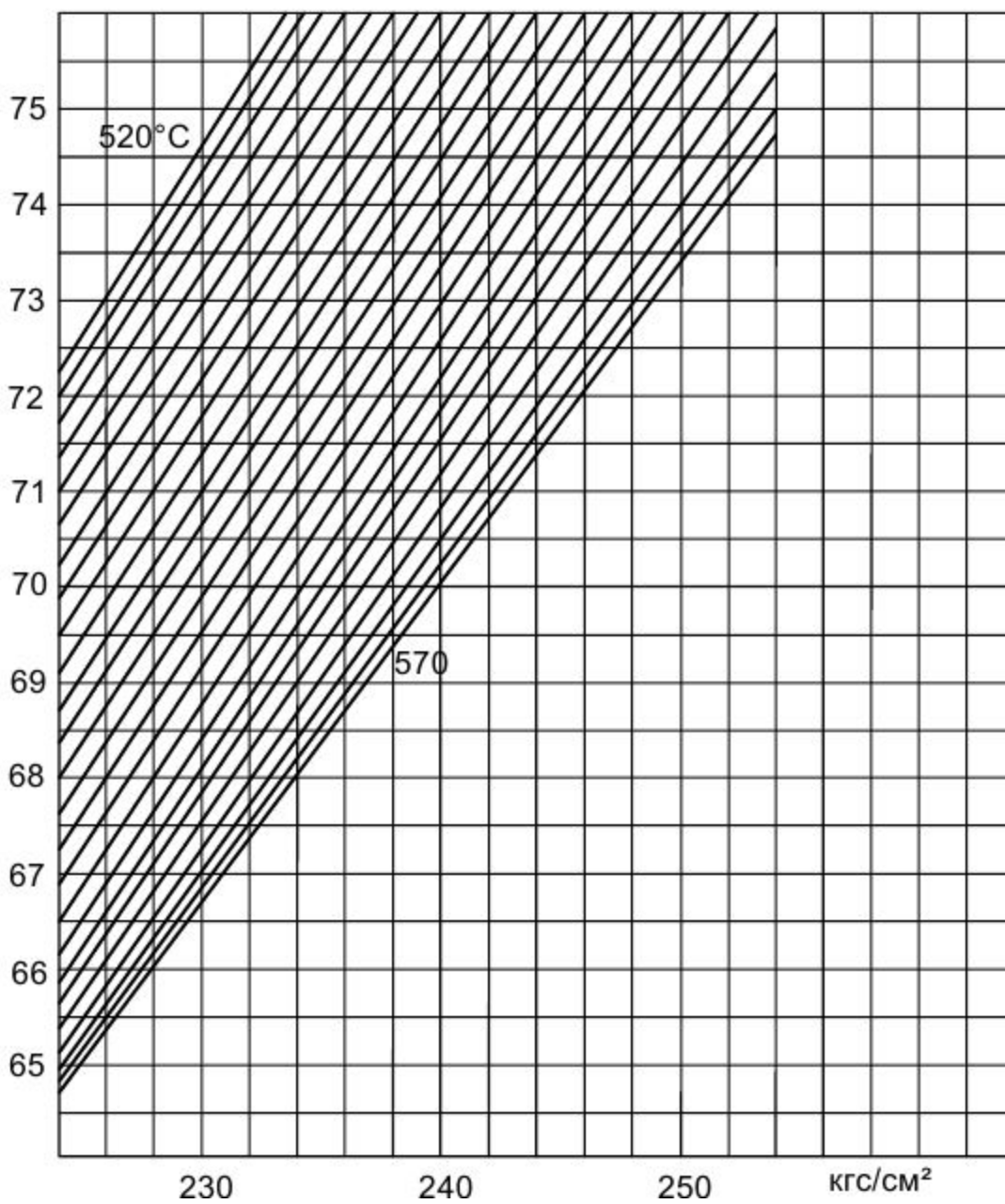


Рисунок 1 т. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

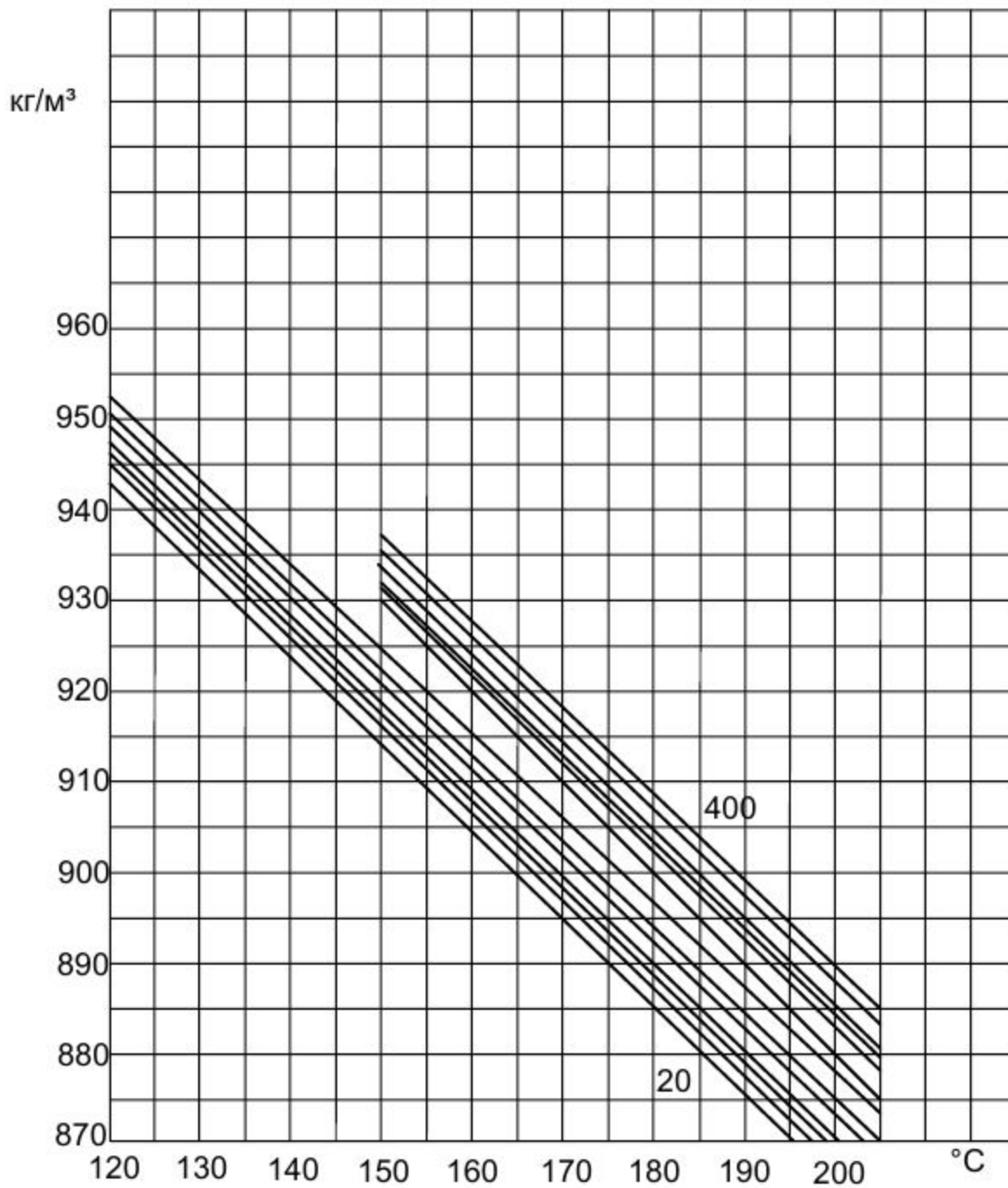


Рисунок 1 у. Плотность перегретого пара в зависимости от параметров.

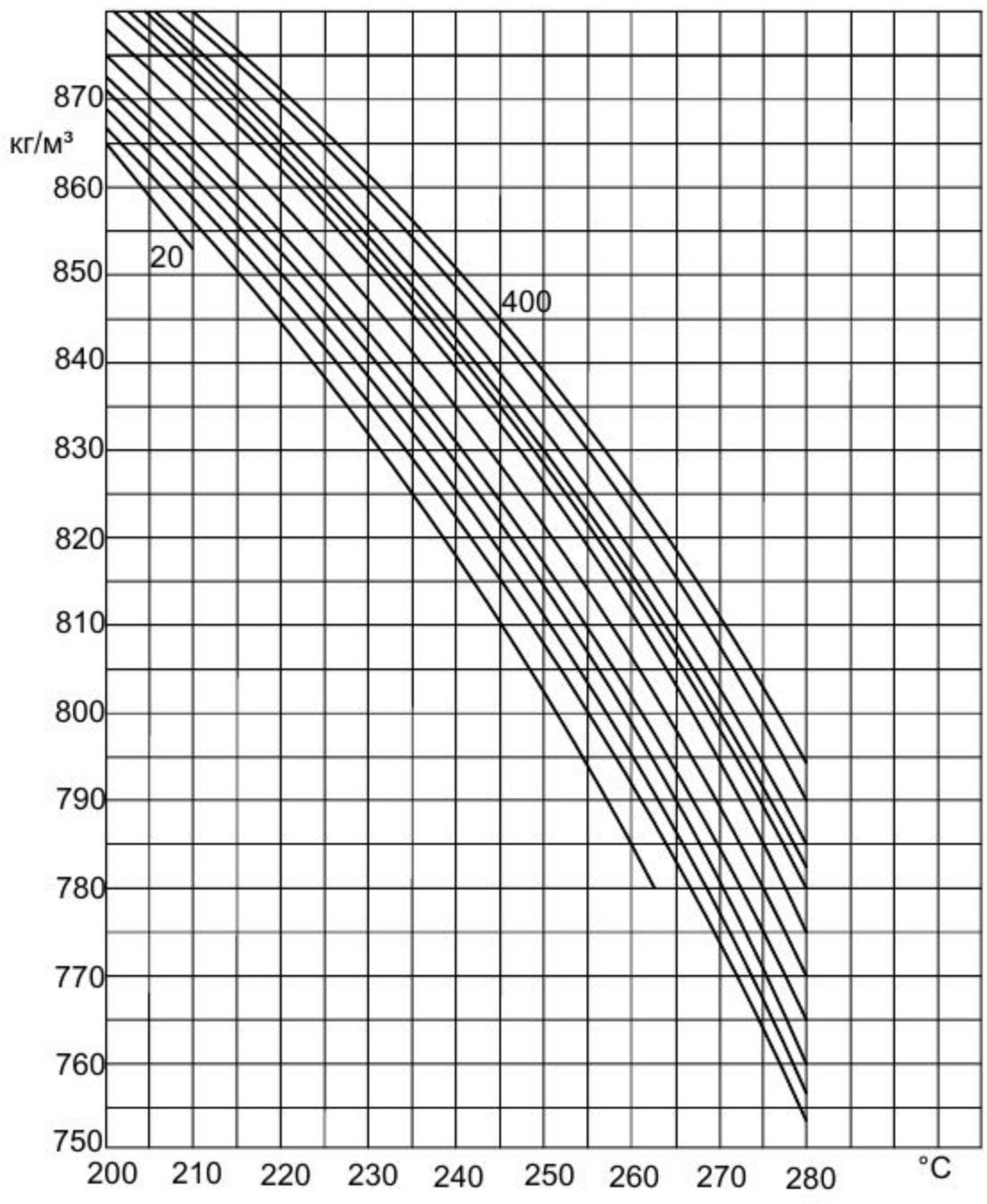


Рисунок 2. Плотность воды в зависимости от параметров.

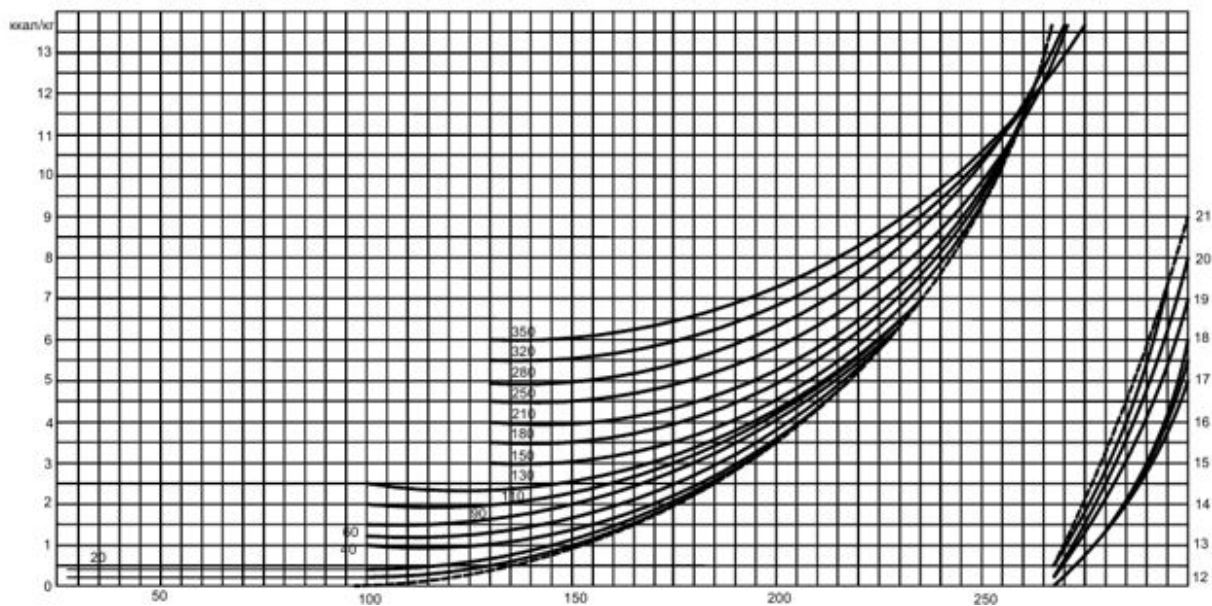


Рисунок 3. Определение энтальпии воды в зависимости от параметров.

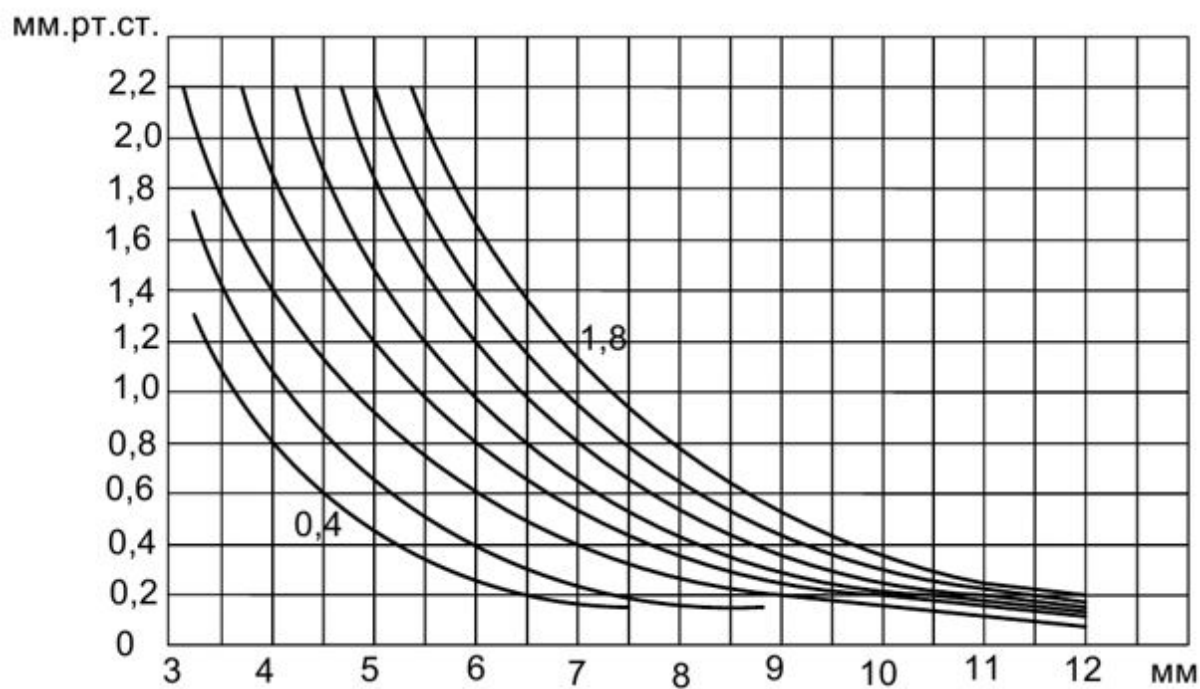


Рисунок 4. Поправка к показаниям ртутных вакуумметров на капиллярность.

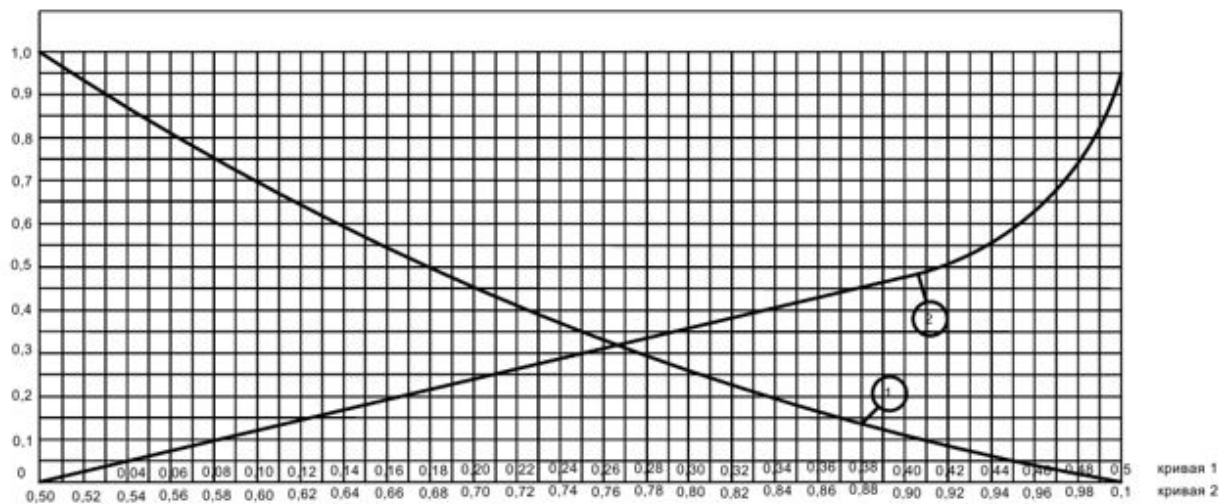


Рисунок 5. Определение \cos

ϕ

по показаниям двух ваттметров

α

1 и

α

2, соединенных по схеме Арона.

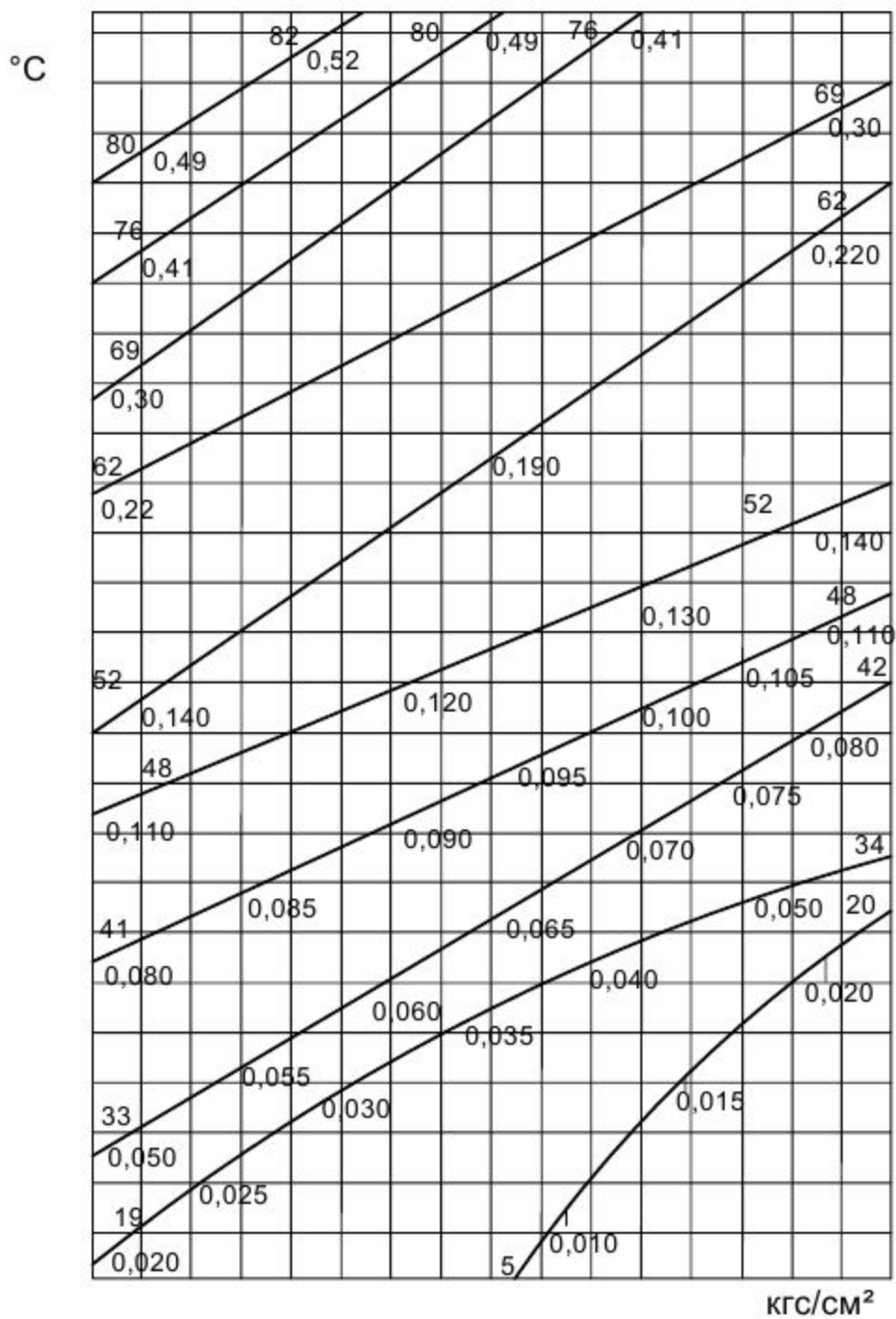


Рисунок 6 а. Температура насыщения пара в зависимости от давления.

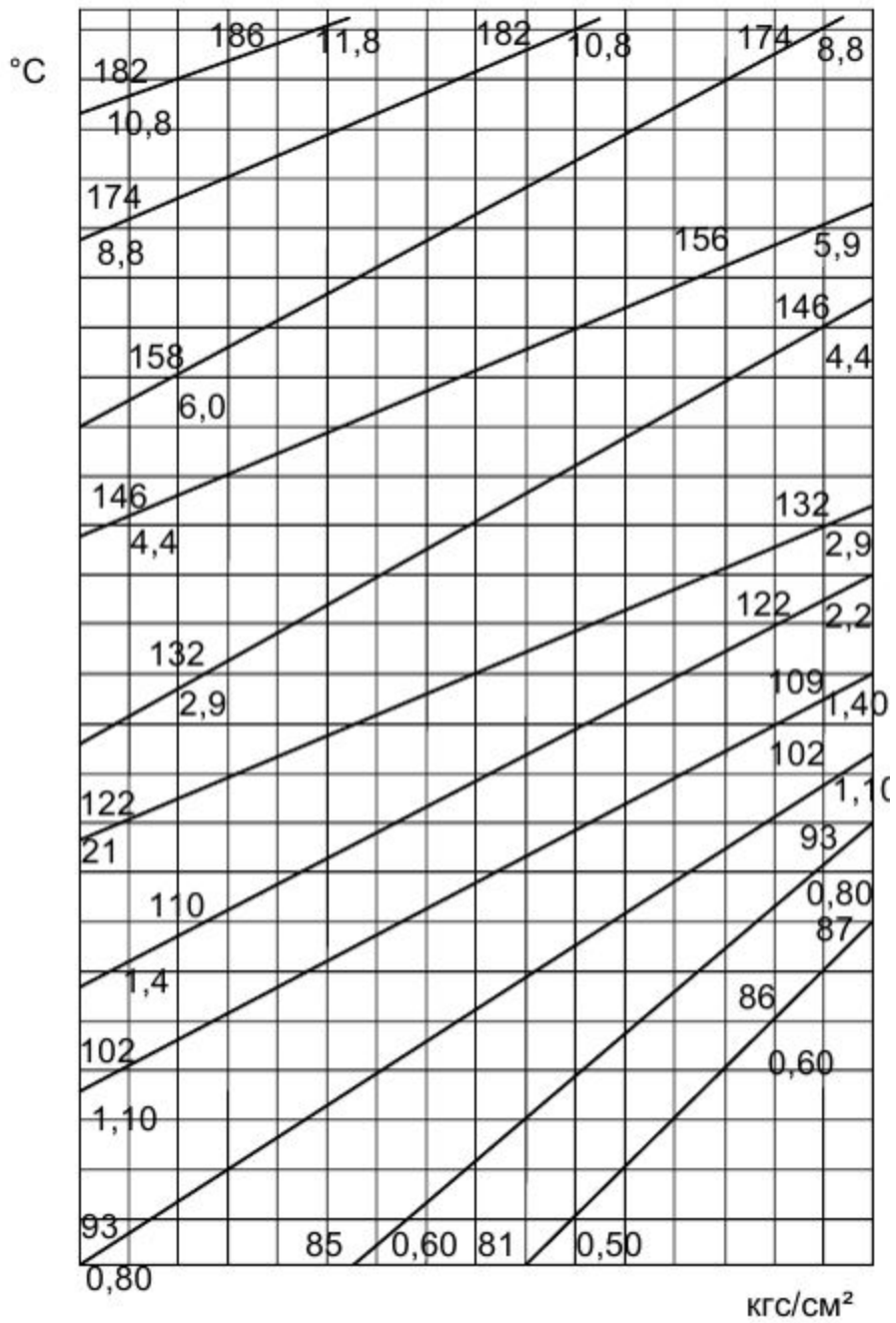


Рисунок 6 б. Температура насыщения пара в зависимости от давления.

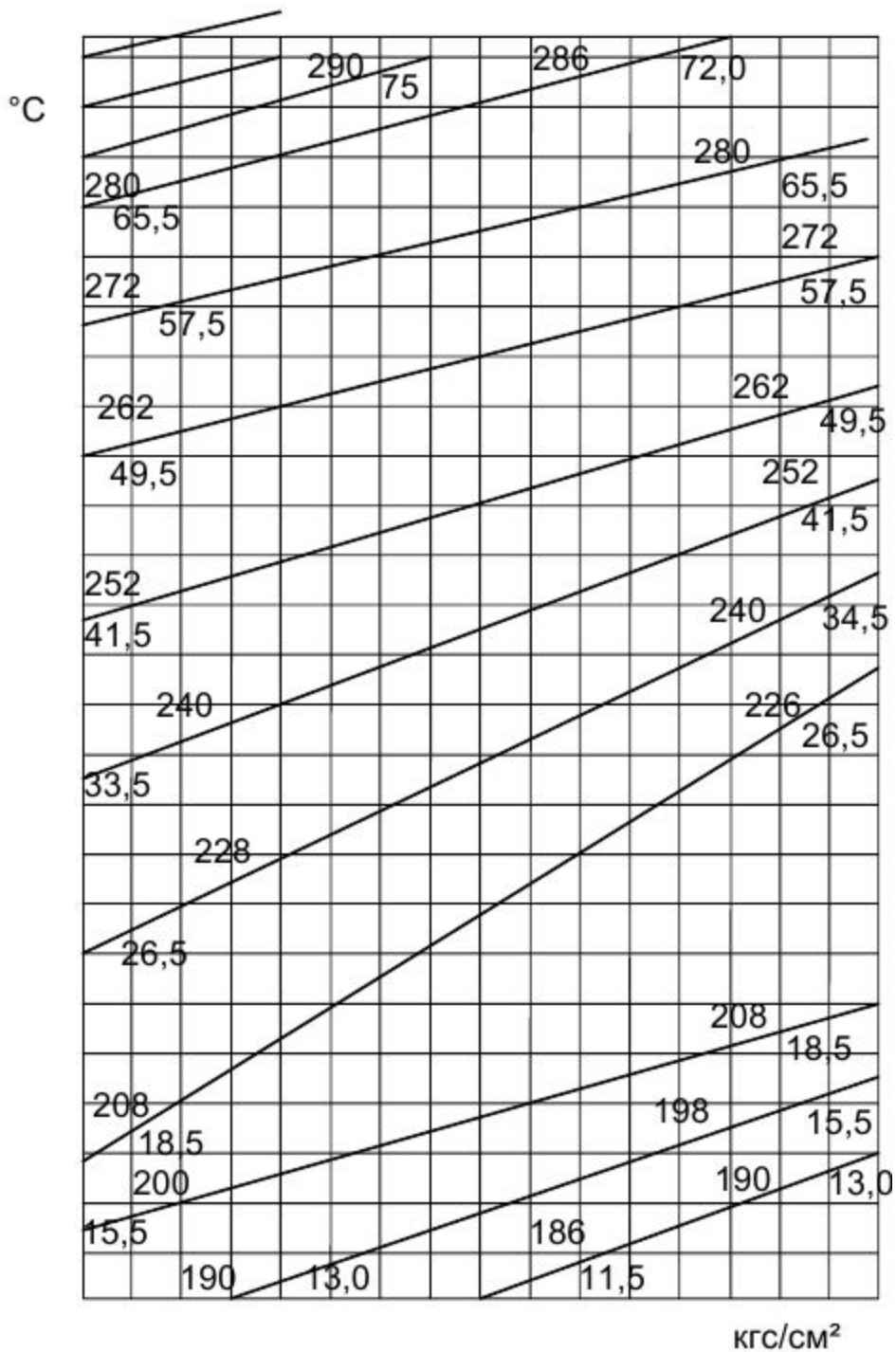


Рисунок 6 в. Температура насыщения пара в зависимости от давления.

Приложение 40
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по организации работы по производственной санитарии на электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по организации работы по производственной санитарии на электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для помощи в практической работе инженеров по технике безопасности и руководителей структурных подразделений (начальников, мастеров цехов, служб, участков) при обслуживании энергетического оборудования электростанций.

В настоящих Методических указаниях регламентированы основные функции структурных подразделений и обязанности должностных лиц всех организаций и предприятий в системе Министерства энергетики Республики Казахстан, занятых вопросами эксплуатации и ремонта энергетического оборудования.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) производственная санитария

— система санитарно-гигиенических, организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих воздействие на работников вредных производственных факторов;

2) охрана труда

— система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-эпидемиологические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия и средства;

3) безопасность труда

— состояние защищенности работников, обеспеченное комплексом мероприятий, исключающих воздействие вредных и (или) опасных производственных факторов на работников в процессе трудовой деятельности;

4) условия безопасности труда

— соответствие трудового процесса и производственной среды требованиям безопасности и охраны труда при выполнении работником трудовых обязанностей;

5) вредный производственный фактор

—
производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к заболеванию или снижению трудоспособности и (или) отрицательному влиянию на здоровье потомства;

б) опасный производственный фактор

—
производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к временной или стойкой утрате трудоспособности (производственной травме или профессиональному заболеванию) или смерти;

7) рабочее место

—
место постоянного или временного нахождения работника при выполнении им трудовых обязанностей в процессе трудовой деятельности;

8) средства индивидуальной защиты

—
средства, предназначенные для защиты работника от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов, в том числе специальная одежда.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. Основными задачами работы в области производственной санитарии при эксплуатации энергетического оборудования является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости в соответствии с Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859) (далее

—
Правила техники безопасности) и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907) (далее

—
ПТБ электроустановок).

4. Настоящие Методические указания устанавливает единую систему организации работы по производственной санитарии, функции структурных подразделений и должностных лиц в этой работе.

5. Внедрение единой системы организации работы по производственной санитарии предусматривает:

1) приведение работы по производственной санитарии к определенной системе с обязательным участием в ней руководящих и инженерно-технических работников предприятий и органов управления энергетикой;

2) обеспечение на высоком техническом и организационном уровне контроля за безопасностью работ на всех стадиях производства;

3) создание условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений, но и их предупреждение;

4) участие в профилактической работе по предупреждению производственного травматизма общественности и трудовых коллективов;

5) организацию планирования, постоянного контроля и учета проводимой работы по производственной санитарии на всех уровнях управления производством, анализ этой работы и ее оценку, широкое использование принципов морального и материального стимулирования за снижение производственного травматизма и заболеваемости, за достижение успехов в области безопасности труда.

6. На предприятиях и в организациях проводится трехступенчатый контроль за состоянием производственной санитарии рабочих мест в цехах, службах, участках и других производственных подразделениях в соответствии с настоящим Методическим указанием, приказами, циркулярными письмами и нормативными материалами вышестоящих организаций, а также положениями о проведении на электростанциях.

7. Специальный надзор по технике безопасности и производственной санитарии на предприятиях и организациях осуществляются государственными органами и инспекциями Республики Казахстан по направлениям в пределах закрепленных полномочий, не зависящие в своей деятельности от администрации предприятий, организаций и их вышестоящих организаций.

8. Несчастные случаи на производстве расследуются и учитываются в соответствии с главой 20 Трудового Кодекса Республики Казахстан (далее - Трудовой Кодекс).

Сноска. Пункт 8 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

9. Общественный контроль за соблюдением законодательства, ПТБ электроустановок и производственной санитарии на предприятии или в организации осуществляет производственный совет по безопасности и охране труда. В его состав на паритетной основе входят представители работодателя, представители работников, включая технических инспекторов труда, которые в своей работе руководствуются законодательством Республики Казахстан.

10. В Методических указаниях регламентированы функции структурных подразделений и функции должностных лиц применительно к типовым структурам управления производством.

Глава 2. Перечень опасных и вредных производственных факторов

11. При эксплуатации сооружений и сетей объектов тепловых электростанций необходимо учитывать наличие и возможность воздействия следующих опасных и вредных производственных факторов способных привести к заболеванию работника, снижению его трудоспособности, временной или стойкой утрате трудоспособности, трудовому увечью, профессиональному заболеванию или смерти работника:

1) движущихся элементов оборудования (насосного, силового, механизированных решеток, лебедок, скребков, оросителей, механических мешалок и других механизмов);

2) отлетающих предметов (при дроблении в дробилках отбросов, снимаемых с решеток), отлетающих частей (при выбивании заглушек в испытываемых трубопроводах, при обработке и обкалывании бетонных труб и фасонных изделий и другие);

3) падающих предметов и инструментов (при работах в колодцах систем водоснабжения и водоотведения, на очистных сооружениях и сетях, в помещениях котельного, турбинного, топливно-транспортного оборудования);

4) образования взрывоопасных смесей газов (в колодцах, камерах на сетях, насосных станциях, в обслуживаемых помещениях метантенков и в других помещениях и сооружениях котельного, турбинного, топливно-транспортного цехов);

5) опасность воздействия электрического тока или опасного уровня напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;

6) пониженной температуры воздуха в производственных помещениях и сооружениях;

7) повышенной влажности воздуха (в насосных станциях, в помещениях фильтров, отстойников);

8) повышенного уровня ультрафиолетового (бактерицидные установки) и инфракрасного (дегельминтизаторы) излучения;

9) вредных факторов при работе на видео-дисплейных терминалах и персональных электронно-вычислительных машинах;

10) повышенного уровня шума и вибраций (в машинных залах насосных и воздуходувных станций и в других помещениях и сооружениях, где установлено технологическое оборудование);

11) недостаточной освещенности рабочей зоны (в колодцах, камерах, каналах);

12) водяной струи высокого давления при прочистке сетей водоотведения с использованием каналоочистительной машины;

13) газообразных веществ общетоксического и другого вредного воздействия в колодцах, камерах, каналах, очистных сооружениях (сероводород, метан, пары бензина, эфира, углекислый газ, озон);

14) газов, выделяющихся в результате утечки из баллонов, бочек, цистерн (хлор и другие сжатые, сжиженные и растворенные газы);

15) горючих примесей, попавших в сточные воды (бензин, нефть), а также растворенных газообразных веществ, которые могут образовывать в сетях водоотведения и сооружениях взрывоопасные и отравляющие смеси;

16) повышенной запыленности воздуха в рабочей зоне пылеобразующими реагентами (сернистый алюминий, хлорное железо, негашеная и хлорная известь, сода, едкий натр, активированный уголь, фторсодержащие реагенты);

17) паров ртути (при работе с приборами с ртутным наполнением);

18) патогенных микроорганизмов в сточных и природных водах (бактерии, вирусы, простейшие);

19) яиц гельминтов в сточных водах.

12. Допустимые уровни концентрации и другие параметры опасных и вредных производственных факторов, превышение которых на рабочих местах по санитарным нормам не допускается, устанавливается в соответствии с Санитарными правилами "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения", утвержденными приказом Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 23852) (далее – Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения), Санитарными правилами "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности", утвержденными приказом Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ -13 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 26806) и СН РК 2.04-02-2011 "Естественное и искусственное освещение" (далее - СН РК 2.04-02-2011).

Сноска. Пункт 12 - в редакции приказа Министерства энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 3. Функции отделов (служб) и функции работников предприятий и организаций

13. Система организации работы по технике безопасности и производственной санитарии на предприятии предусматривает:

1) активное участие в этой работе всех работников предприятия;

2) обязательное выполнение всеми инженерно-техническими работниками обязанностей, изложенных в данном разделе настоящих Методических указаний, а

также соблюдения рабочими ПТБ электроустановок и своих обязанностей, изложенных в ПТБ электроустановок;

3) постоянный контроль со стороны всех инженерно-технических работников предприятия за соблюдением работающими правил техники безопасности;

4) осуществление мер по своевременному выявлению и ликвидации факторов, приводящих к нарушению ПТБ электроустановок;

5) систематический учет и контроль по установленным на предприятии показателям проводимой профилактической работы по технике безопасности и производственной санитарии, а также анализ и ежемесячную оценку этой работы в каждом цехе (службе, участке);

6) материальное стимулирование коллективов цехов (служб, участков) в достижении высокого уровня в профилактической работе по технике безопасности и производственной санитарии;

7) обеспечение безопасности производственного оборудования, производственных процессов, безопасности зданий и сооружений, обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты;

8) организацию лечебно-профилактического, санитарно-бытового обслуживания работающих.

14. Служба охраны труда и техники безопасности подчиняется непосредственно первому руководителю организации (генеральному директору, начальнику, управляющему).

15. Организационно-техническая работа по созданию безопасных и здоровых условий труда на предприятии, возлагается на технического руководителя предприятия

16. Внедрение и соблюдение настоящей системы организации работы по технике безопасности и производственной санитарии обеспечивают:

1) в целом по предприятию - руководитель и технический руководитель предприятия;

2) в производствах, цехах, службах, мастерских, транспортных хозяйствах и других подразделениях предприятия - их руководители, а также заместители руководителя предприятия и руководители общеуправленческих служб (отделов), которым они подчинены.

Параграф 1. Руководитель предприятия

17. Обеспечивает соблюдение дисциплины, правил и норм производственной санитарии, а также выполнение постановлений и решений Правительства Республики Казахстан и профсоюзных органов, приказов и указаний вышестоящих организаций,

предписаний комитета Государственного атомного и энергетического контроля и надзора и технических инспекторов профсоюза по вопросам безопасности труда, согласно Трудового кодекса.

18. Рассматривает и утверждает согласованный план улучшения условий по производственной санитарии и организует его материально-техническое и финансовое обеспечение. Ежеквартально с комитетом профсоюза рассматривает ход выполнения плана и правильное расходование средств.

19. Совместно с профсоюзным комитетом обеспечивает организацию соревнований, смотров и конкурсов, направленных на улучшение состояния производственной санитарии, предусматривает выделение из фонда материального поощрения денежных средств для премирования рабочих, служащих и инженерно-технических работников, достигших высоких показателей в этой работе.

20. При проведении оперативных (селекторных) совещаний с главными специалистами, руководителями производств, цехов и служб предприятия по производственным вопросам требует от них доклада об имевших место нарушениях дисциплины, инструкций, ПТБ электроустановок и принятых мерах по их устранению.

21. Не реже 1 раза в месяц заслушивает отчеты руководителей отдела охраны труда и техники безопасности, отдельных цехов (служб) и производств, главных специалистов и своих заместителей о состоянии условий и безопасности труда с изданием распорядительного документа с указанием ответственных лиц и сроков устранения нарушений. По завершению каждого полугодия итоги работы и меры по дальнейшему улучшению охраны труда совместно с комитетом профсоюза рассматривается на профсоюзном активе (конференции), согласно ПТБ электроустановок.

22. Организует выполнение и обеспечивается соблюдение требований расследования и учета несчастных случаев на производстве, согласно Трудового кодекса.

23. Обеспечивает своевременное представление статистической отчетности о несчастных случаях, связанных с производством, о выполнении плана улучшения условий по производственной санитарии.

24. Рассматривает материалы о несчастных случаях и нарушениях ПТБ электроустановок на предприятии. Принимаются меры по предупреждению подобных случаев и налагаются дисциплинарные взыскания на виновных лиц.

25. Ежемесячно организуется проверка состояния техники безопасности и производственной санитарии в производственных подразделениях, участвует в их проверке. Принимаются меры по устранению выявленных недостатков.

26. Организуются обеспечение работающих спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, а также химчистку, стирку и ремонт спецодежды и спецобуви.

27. Осуществляются систематические внезапные проверки рабочих мест в части выполнения работающими ПТБ электроустановок и производственной санитарии.

28. Утверждается план-график работы с персоналом, план работ службы техники безопасности предприятия и обеспечивается контроль за их выполнением.

29. Рассматривается и утверждается совместно с комитетом профсоюза инструкции по технике безопасности и производственной санитарии. Обеспечивается их своевременная разработка и пересмотр, согласно Трудовому Кодексу.

Параграф 2. Технический руководитель предприятия

30. Руководит разработкой перспективного плана улучшения условий труда по производственной санитарии, организует контроль за их выполнением.

31. Обеспечивает внедрение и соблюдение правил и системы стандартов безопасности труда, согласно Санитарно-эпидемиологическим требованиям к зданиям и сооружениям производственного назначения, Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам промышленности и СН РК 2.04-02-2011.

32. Организует контроль за полнотой разработки мер, обеспечивающих безопасные и здоровые условия труда в проектах вновь строящихся, реконструируемых и расширяемых производств, в проектах производства работ и технологических картах.

33. Обеспечивает организацию и проведение трехступенчатого контроля за соблюдением работающими безопасных приемов и методов работы, по производственной санитарии. Ежемесячно участвует в проверках состояния производственной санитарии в одном из подразделений. Выявленные недостатки отмечает в актах проверки.

34. Осуществляет систематические внезапные проверки рабочих мест в части соблюдения работающими правил производственной санитарии.

Издает распорядительный документ с указанием ответственных лиц и сроков исполнения.

35. Организует и контролирует выполнение приказов и указаний Министерства энергетики Республики Казахстан, а также предписаний комитета Государственного атомного и энергетического надзора и контроля, а также технических инспекторов профсоюза по вопросам безопасности труда.

36. Рассматривает нарушения правил производственной санитарии, применяет меры дисциплинарного воздействия и вносит руководителю предприятия предложения о наложении дисциплинарных взысканий на виновных лиц в соответствии с правилами внутреннего трудового распорядка.

37. Возглавляет комиссию по проверке знаний руководящими инженерно-техническими работниками структурных подразделений предприятия правил, норм и инструкций, определяющих безопасность труда при выполнении работ.

38. Не реже 1 раза в месяц, кроме ежемесячных дней техники безопасности, проводит с главными специалистами, руководителями цехов и служб совещания по вопросам улучшения состояния производственной санитарии, предупреждения производственного травматизма и заболеваемости.

39. Определяет тематику работ для рационализаторов и изобретателей, а также необходимость проведения научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ, направленных на обеспечение безопасности труда и производственной санитарии. Осуществляет методическое руководство проводимыми на предприятии перспективными разработками в этой области и организует их внедрение.

40. Организует пропаганду и внедрение безопасных приемов труда и передовых методов работы на предприятии.

41. Обеспечивает безопасность производственного оборудования и производственных процессов.

42. Утверждает годовые планы-графики проверки знаний персоналом ПТБ электроустановок и производственной санитарии, обеспечивает их выполнение.

Параграф 3. Уполномоченное лицо по строительству

43. Организует рассмотрение проектов на строительство новых, реконструкцию и расширение действующих объектов с целью проверки соответствия их строительным нормам и правилам производственной санитарии.

44. Согласовывает порядок работы подрядной строительной-монтажной организации на территории предприятия с учетом обеспечения безопасности ведения работ.

45. Организует и совместно с соответствующими службами осуществляет контроль за пусковыми комплексами строящихся и реконструируемых объектов в части своевременного выполнения работ по производственной санитарии, согласно Санитарно-эпидемиологическим требованиям к зданиям и сооружениям производственного назначения, Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам промышленности и СН РК 2.04-02-2011.

46. Обеспечивает приемку (сдачу) в эксплуатацию законченных строительством объектов в полном соответствии с действующими нормами и правилами и не допускает приемки их в эксплуатацию с отступлениями от проекта, недоделками, ухудшающими безопасность труда и норм производственной санитарии.

47. Принимает участие в разработке соответствующих разделов плана улучшения условий по производственной санитарии, связанных с капитальным строительством в установленные планом сроки.

48. Осуществляет руководство работой по созданию безопасных условий труда в подчиненных ему подразделениях, в том числе:

- 1) следит за соблюдением работающими безопасности труда;

2) не реже 1 раза в месяц организует и возглавляет работу комиссии по проверке условий производственной санитарии в одном или нескольких подразделениях;

3) возглавляет комиссию по проверке знаний инженерно-техническими работниками правил, норм и инструкций, определяющих безопасность труда при выполнении работ;

4) контролирует своевременное расследование несчастных случаев, рассматривает материалы расследования и нарушения ПТБ электроустановок и производственной санитарии, принимает меры по исключению их повторения, согласно Трудовому Кодексу;

5) организует и контролирует выполнение мероприятий, направленных на улучшение условий и обеспечение безопасности труда;

6) не допускает работы, если они создают угрозу жизни или здоровью людей.

49. Обеспечивает нормы производственной санитарии зданий и сооружений (строящихся, эксплуатируемых).

50. Осуществляет систематически внезапные проверки рабочих мест в части выполнения работающими норм производственной санитарии.

Параграф 4. Уполномоченное лицо по общим вопросам

51. Организует своевременное снабжение материалами, оборудованием, арматурой и приборами для выполнения мероприятий по улучшению условий, обеспечению безопасности труда и норм производственной санитарии.

52. Обеспечивает своевременное составление заявок на спецодежду, спецобувь, средства защиты и предохранительные приспособления, мыло, моющие и дезинфицирующие средства, а также своевременное получение, ремонт, химчистку, стирку, хранение и обеспечение ими работников предприятия, своевременное предъявление рекламаций на низкое качество спецодежды, согласно Методике расчета норм расхода специальной одежды.

53. Обеспечивает соблюдение ПТБ электроустановок и норм производственной санитарии при складировании, хранении и отпуске сырья и готовой продукции в складах и на базах предприятия.

54. Осуществляет руководство работой по созданию безопасных условий труда в подчиненных ему цехах (службах), отделах, складах, на погрузочно-разгрузочных работах, площадках и на других участках работ, в том числе согласно Трудовому Кодексу:

1) не реже 1 раза в месяц организует и возглавляет работу комиссии по проверке условий и безопасности труда и норм производственной санитарии в одном или нескольких подразделениях;

2) участвует в комиссии по проверке знаний инженерно-техническими работниками правил, норм и инструкций, определяющих безопасность труда и норм производственной санитарии при выполнении работ;

3) контролирует своевременное расследование несчастных случаев и дорожных происшествий, рассматривает материалы расследования и нарушения ПТБ электроустановок и производственной санитарии, принимает меры по исключению их повторения, согласно Трудовому Кодексу;

4) организует и контролирует выполнение мероприятий, направленных на улучшение условий производственной санитарии;

5) не допускает работы, движение транспортных средств и перевозку грузов, если они создают угрозу жизни или здоровью людей;

6) обеспечивает санитарно-гигиенические условия труда;

7) организует и обеспечивает лечебно-профилактические и санитарно-бытовое обслуживание работающих.

Параграф 5. Уполномоченное лицо по экономическим вопросам

55. Принимает участие в разработке положения о выделение средств на материальное стимулирование победителей и активных участников мероприятий по производственной санитарии в размерах, определенных коллективным договором.

56. Планирует численность персонала с учетом обеспечения безопасной эксплуатации энерготехнологических установок и проведения планово-предупредительных ремонтов в полном объеме.

Параграф 6. Главный технолог, заместитель технического руководителя по производству (технологии) предприятия

57. Обеспечивает применение совершенной организации и новейшей технологии производства, позволяющих создание безопасности труда для работающих.

58. Организует разработку и внесение изменений в технологические схемы и технологию производства, если они не обеспечивают нормы производственной санитарии. Согласовывает эти изменения с научно-исследовательскими и проектными институтами.

59. Контролирует полноту изложения в технологических (режимных) картах и инструкциях правил, действий, допустимых величин различных параметров и мер предосторожности, гарантирующих безопасность технологических процессов и операций.

60. Рассматривает рекомендации научно-исследовательских институтов, проекты совершенствования существующих и введения новых технологических процессов и операций, предложения по внедрению изобретений, новой техники и технологии по

условиям производственной санитарии. При наличии в них недоработок, связанных с обеспечением безопасности труда, требует их устранения.

61. Обеспечивает включение в стандарты и технические условия предприятия на выпускаемую продукцию необходимых требований норм производственной санитарии.

62. Организует систематический контроль за введением технологических процессов и выполнением технологических операций в строгом соответствии с режимными картами, инструкциями, требованиями правил и норм производственной санитарии.

63. При выявлении нарушений, создающих опасность возникновения угрозы жизни и здоровью работающих, немедленно принимает меры по устранению этих нарушений, вплоть до прекращения технологического процесса.

64. Ежемесячно организует и возглавляет работу комиссии по проверке условий производственной санитарии не менее чем в одном цехе предприятия. Участвует в работе таких комиссий, возглавляемых руководителем и техническим руководителем предприятия.

65. Проводит с технологами, заместителями начальников (старшими инженерами) цехов, служб, отвечающими за технологию, детальный разбор каждого нарушения норм ведения технологического процесса и правил выполнения технологической операции, которое могло стать причиной угрозы жизни и здоровью работающих.

66. Участвует в работе комиссии по проверке знаний инженерно-техническими работниками предприятия правил, норм и инструкций, определяющих безопасность труда и нормы производственной санитарии при выполнении работ.

67. Осуществляет систематически внезапные проверки рабочих мест в части соблюдения работающими, норм производственной санитарии.

68. Контролирует работу с персоналом в цехах и подразделениях предприятия.

69. Контролирует выполнение планов по технике безопасности и производственной санитарии службами, цехами и подразделениями предприятий.

Параграф 7. Отдел техники безопасности предприятия

70. Организует работу по технике безопасности в соответствии с Трудовым Кодексом и согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 8. Служба безопасного дорожного движения предприятия

71. Организует работу по предупреждению дорожно-транспортных происшествий и контролю технического состояния автотранспортных средств.

72. Ведет учет и проводит анализ причин дорожно-транспортных происшествий на предприятии, разрабатывает организационно-технические мероприятия, направленные на предупреждение дорожно-транспортных аварий и соблюдение водителями правил дорожного движения.

73. Контролирует выполнение мероприятий по предупреждению дорожно-транспортных происшествий.

74. Участвует в комплексных проверках состояния безопасности движения и норм производственной санитарии в подведомственных подразделениях и других предприятиях.

75. Контролирует работу транспортных подразделений в части обеспечения безопасности дорожного движения и соблюдения правил технической эксплуатации автотранспортных средств.

76. Осуществляет систематически внезапные проверки рабочих мест в автотранспортных цехах и линейный контроль транспорта, а также проводит обследование состояния норм производственной санитарии, согласно Санитарно-эпидемиологическим требованиям к зданиям и сооружениям производственного назначения, Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам промышленности и СН РК 2.04-02-2011, с выдачей предписаний по устранению выявленных нарушений.

77. Организует работу с персоналом по технике безопасности и производственной санитарии, участвует в проверке знаний по ПТБ электроустановок и правил дорожного движения работающих в автотранспортных предприятиях.

78. Проводит проверку обеспечения безопасности производственного оборудования, эксплуатируемых зданий, обеспечения работающих санитарно-бытовым обслуживанием, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и спецобувью.

Параграф 9. Главный механик, главный энергетик предприятия

79. Разрабатывает и выносит на утверждение руководства и профкома предприятия инструкции для всех профессий рабочих и должностей служащих вверенного цеха (службы, отдела), обеспечивает этими инструкциями рабочих и служащих и требует от них строгого их соблюдения. В необходимых случаях организует пересмотр или уточнение указанных инструкций.

80. Обеспечивает своевременное и безопасное проведение профилактических осмотров, испытаний, планово-предупредительных ремонтов транспортных средств и оборудования, находящихся в его ведении, а также выполнение ПТБ электроустановок, норм производственной санитарии и инструкций при эксплуатации и ремонте электрических и других энергетических установок, отдельных видов оборудования, согласно ПТБ электроустановок.

81. Организует обучение и проверку знаний правил технической эксплуатации и ПТБ электроустановок и норм производственной санитарии у персонала.

82. Контролирует на рабочих местах при эксплуатации и ремонте оборудования наличие и качество инструкций, определяющих безопасность труда и норм производственной санитарии.

83. Разрабатывает мероприятия по созданию безопасности труда при эксплуатации оборудования электрических и других энергетических установок, согласно ПТБ электроустановок.

84. Организует систематический контроль за соблюдением установленных ПТБ электроустановок.

85. Не реже 1 раза в неделю лично проверяет соблюдение ПТБ электроустановок и норм производственной санитарии не менее чем в одном подчиненном ему цехе, участке, другом подразделении.

86. При выявлении нарушений, создающих опасность возникновения аварий или угрозу жизни и здоровью работающих, немедленно принимает меры по устранению этих нарушений, вплоть до остановки энергетической установки или отдельного оборудования.

87. Не допускает до работы лиц, не обученных правилам и приемам безопасного ведения работ или допускающих грубые нарушения установленного порядка и ПТБ электроустановок.

88. Ежемесячно организует и возглавляет работу комиссий по проверке условий и безопасности труда не менее, чем в одном подчиненном ему цехе, участке, другом подразделении. Участвует в работе таких комиссий, возглавляемых руководителем и техническим руководителем предприятия.

89. Обеспечивает выполнение работ, предусмотренных плана улучшения условий по технике безопасности, приказами и распоряжениями по предприятию, а также номенклатурных мероприятий и предписаний по улучшению техники безопасности и норм производственной санитарии в цехах, в других подразделениях.

90. Обеспечивает освещенность помещений, рабочих мест, эстакад, открытых парков и складов, территории предприятия в соответствии с нормами освещенности, согласно СН РК 2.04-02-2011.

91. Обеспечивает составление, своевременное и правильное ведение технических паспортов на оборудование.

92. Организует надзор за правильным монтажом и эксплуатацией оборудования в соответствии с требованиями паспортов изготовителей оборудования, инструкций, технологических карт, правил и норм техники безопасности и производственной санитарии. Принимает меры по устранению отступлений.

93. Ежеквартально рассматривает с руководящими инженерно-техническими работниками, обслуживающими оборудование цехов и участков, состояние травматизма, анализ нарушений правил производства работ и меры по их ликвидации.

94. Обеспечивает выполнение мероприятий, указанных предписаниями и актами проверки состояния техники безопасности и норм производственной санитарии,

несчастных случаев, в подчиненных ему подразделениях, анализирует причины несчастных случаев, определяет меры по исключению их повторения и информирует об этом руководителей соответствующих цехов.

95. Участвует в работе комиссии по проверке знаний инженерно-техническими работниками подчиненных подразделений правил, норм и инструкций, определяющих безопасность труда и норм производственной санитарии при выполнении работ.

96. Проводит с руководителями цехов и соответствующих подразделений детальный разбор каждого нарушения правил эксплуатации оборудования электрических и других энергетических установок, а также условий производственной санитарии, которое могло стать причиной тяжелых несчастных случаев.

97. В процессе монтажа и эксплуатации транспортных средств, механизмов и другого оборудования выявляет их конструктивные, с точки зрения безопасной эксплуатации, недостатки и направляет рекламации изготовителям оборудования и отделу главного механика и энергетика вышестоящей организации, которой подчинено предприятие.

98. Не допускает эксплуатацию транспортных средств и оборудования в случаях неудовлетворительного их технического состояния и наличия угрозы возникновения несчастного случая до приведения их в безопасное состояние. Уведомляет об этом технического руководителя предприятия.

99. Отстраняет от работы лиц, не обученных правилам и приемам безопасного ведения работ или допускающих грубые нарушения указанных правил и приемов работы.

100. Обеспечивает ремонт, испытание съемных, грузозахватных приспособлений, средств малой механизации.

101. Обеспечивает безопасное состояние эксплуатируемых зданий и сооружений.

102. Обеспечивает безопасность производственных процессов.

103. Участвует в комиссии по расследованию несчастных случаев на предприятии.

104. Проводит внезапные проверки рабочих мест.

105. Обеспечивает работающих средствами индивидуальной защиты и защитными приспособлениями (штангами, указателями, диэлектрическими перчатками, сигнализаторами, переносными заземлениями, согласно Методике расчета норм расхода специальной одежды).

Параграф 10. Начальник производственно-технического отдела предприятия

106. Организует и контролирует своевременную и качественную разработку и пересмотр технологических карт, планов проведения ремонтов, инструкций по технике безопасности и норм производственной санитарии, согласовывает их с профкомом предприятия.

107. Рассматривает безопасность технологических схем, процессов и операций, обеспечение комфортных условий труда для персонала, обслуживающего энергооборудование, в проектах строительства и реконструкции производства цехов.

108. Участвует в ежемесячных проверках состояния условий и безопасности труда в цехах и других подразделениях, возглавляемых руководителями предприятия.

109. Обеспечивает цехи, участки оперативными и другими журналами, инструкциями, технологическими картами, схемами, планами проведения ремонтов.

Параграф 11. Начальник отдела труда и заработной платы предприятия

110. Проводит работу в области совершенствования организации труда, управления производством, форм и систем материального стимулирования с учетом обеспечения безопасности труда на предприятии.

111. Совместно со службой охраны труда и техники безопасности рассматривает вопросы установления отдельным категориям работников льгот по вредности и готовит материалы для хозяйства об установлении этих льгот.

112. Организует работу по подготовке коллективного договора и обеспечивает контроль за его выполнением.

Параграф 12. Начальник отдела материально-технического снабжения предприятия

113. Обеспечивает своевременное и качественное составление заявок на получение спецодежды, спецобуви, индивидуальных средств защиты и предохранительных приспособлений, их получение и выдачу рабочим в соответствии с установленными нормами согласно Методике расчета норм расхода специальной одежды. Обеспечивает правильный учет и надлежащее хранение имеющихся на складе спецодежды, спецобуви и других защитных средств и приспособлений. Готовит рекламации при выявлении низкого качества полученных изделий.

114. Не реже 1 раза в месяц совместно с заведующим складами и кладовщиками проверяет в каждом складе соблюдение правил безопасности при складировании, хранении и отпуске веществ, материалов и оборудования.

115. Организует своевременное проведение обучения и инструктажа по технике безопасности и производственной санитарии рабочих и служащих складов и отдела.

116. Обеспечивает склады схемами размещения в них веществ и материалов, инструкциями и журналами по технике безопасности и норм производственной санитарии. Контролирует соблюдение работниками складов требований безопасности при выполнении погрузочно-разгрузочных работ.

117. Участвует в расследовании загораний и несчастных случаев в складах, принимает меры по их исключению.

118. Обеспечивает своевременное снабжение материалами и оборудованием планируемых мероприятий по технике безопасности и производственной санитарии.

119. Обеспечивает на складах противопожарные мероприятия, механизацию ручных работ.

Параграф 13. Юрисконсульт предприятия

120. Составляет регрессные иски на убытки, нанесенные предприятию вследствие нарушения норм производственной санитарии.

121. Представляет предприятие по регрессным искам, искам на возмещение материального ущерба и по искам пострадавших от несчастных случаев и профессиональных заболеваний из-за несоблюдения норм производственной санитарии

122. Дает правовое заключение по представленным материалам о привлечении работников предприятия к дисциплинарной и материальной ответственности за нарушение норм производственной санитарии.

Параграф 14. Главный бухгалтер предприятия

123. Организует учет и выполнение смет общезаводских расходов на выполнение мероприятий по технике безопасности и норм производственной санитарии, приобретение наглядных пособий и средств массовой информации.

124. Обеспечивает правильность отнесения статей расходования средств, предназначенных на проведение мероприятий, предусмотренных ПТБ электроустановок и производственной санитарии на предприятии.

Параграф 15. Начальник (старший прораб) производственного подразделения (цеха, службы районных электрических сетей, районных тепловых сетей, строительного и монтажного участков)

125. Разрабатывает и в установленном порядке представляет на утверждение руководства и профсоюзного комитета инструкции по технике безопасности и производственной санитарии для всех профессий и должностей рабочих и инженерно-технических работников вверенного цеха, обеспечивает этими инструкциями рабочих и инженерно-технических работников, требует их строгого соблюдения, согласно Трудовому Кодексу. В необходимых случаях осуществляет своевременный пересмотр, уточнение и замену указанных инструкций.

126. Обеспечивает должный порядок и безопасные условия труда при ведении технологических процессов и выполнении производственных операций, а также во время эксплуатации и технического обслуживания оборудования, приборов, арматуры, коммуникаций, зданий и сооружений.

127. Ежедневно знакомится с записями в оперативном журнале цеха, а также в журнале дефектов оборудования о состоянии норм производственной санитарии, визирует их, обеспечивает устранение недостатков. Требуем от начальников участков цеха, прорабов доклада в начале рабочего дня о состоянии технологического процесса, оборудования и средств защиты, об имевших место нарушениях норм безопасности труда и производственной санитарии.

128. Своевременно организует изучение рабочими и инженерно-техническими работниками новых и пересмотренных инструкций и другой документации по технике безопасности и производственной санитарии, осуществляет контроль за исполнением.

129. Не реже 1 раза в неделю осуществляет проверку состояния рабочих мест, инструмента, приборов, сигнализации и блокировок, ограждений, вентиляционных систем, помещений и сооружений, а также безопасность их эксплуатации. Принимает меры по устранению обнаруженных недостатков.

130. Организует обеспечение работающих спецодеждой, спецобувью, защитными средствами, предохранительными приспособлениями, мылом и питьевой водой, согласно Методике расчета норм расхода специальной одежды.

131. Обеспечивает поддержание в постоянном работоспособном состоянии систем и устройств для извещения, сигнализации, а также защиты от аварий, взрывов, пожаров и травматизма.

132. Не реже 1 раза в месяц совместно с председателем цеховой комиссии (старшим общественным инспектором) по технике безопасности, других работников цеха в порядке осуществления II ступени контроля производит детальную проверку состояния условий и безопасности труда на каждом участке цеха. Оценивает работу I ступени контроля. Принимает меры по устранению недостатков, выявленных при проверке.

133. Обеспечивает включение в ведомости дефектов и выполнение в процессе ремонта мероприятий, необходимых для устранения выявленных опасностей или направленных на создание безопасных условий труда, согласно и норм производственной санитарии работающих.

134. Принимает меры по исключению загазованности и запыленности, снижению уровней шума и вибрации, согласно Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам промышленности, обеспечению правильной эксплуатации вентиляционных и отопительных установок, нормальных микроклиматических условий и требуемой освещенности в производственных помещениях и на рабочих местах, согласно СН РК 2.04-02-2011.

135. Приостанавливает работу агрегатов, отдельного оборудования, если создается угроза жизни и здоровью работающих.

136. Обеспечивает выполнение в установленные сроки предписаний, предложений и мероприятий по улучшению условий и обеспечению безопасности труда,

предусмотренных актами, планами, приказами и распоряжениями или записанных в актах проверки состояния производственной санитарии.

137. Обеспечивает своевременное и качественное проведение всех видов обучения и инструктажа рабочих и инженерно-технических работников цеха, а также проверку знаний ими правил и инструкций по технике безопасности и норм производственной санитарии.

138. Немедленно сообщает руководителю предприятия, профсоюзному комитету и отделу техники безопасности о каждом несчастном случае. Участвует в комиссии по расследованию несчастного случая в сроки и порядке, установленные, согласно Трудовому Кодексу. Составляет акты о несчастных случаях, разрабатывает мероприятия и направляет их для утверждения руководителю предприятия.

139. На производственных собраниях персонала участков и смен цеха:

1) рассматривает отношение отдельных работников к выполнению требований техники безопасности и производственной санитарии;

2) обсуждает недостатки в содержании рабочих мест, оборудования, средств защиты, предохранительных устройств и ограждений;

3) информирует о несчастных случаях и других происшествиях;

4) доводит до сведения приказы, распоряжения и указания по улучшению норм производственной санитарии;

5) намечает мероприятия по предупреждению несчастных случаев в цехе, участке.

140. Ежемесячно проводит совещание с инженерно-техническими работниками, бригадирами и общественными инспекторами по технике безопасности, на котором рассматривает выполнение запланированных цехом мероприятий по технике безопасности и производственной санитарии, разбирает имевшие место случаи нарушения ПТБ электроустановок, норм производственной санитарии и их последствия, меры по повышению дисциплины и обеспечению безопасности труда. Доводит до сведения приказы, распоряжения и другие материалы по технике безопасности и производственной санитарии. Решение совещания оформляет протоколом (распоряжением).

141. Совместно с профсоюзной организацией цеха анализирует работу общественных инспекторов намечает мероприятия, направленные на активизацию их работы.

142. Организует своевременное прохождение работниками цеха периодических медицинских осмотров.

143. Налагает в пределах предоставленных прав взыскания, представляет материалы директору предприятия для принятия дисциплинарных мер к нарушителям инструкций, ПТБ электроустановок и норм производственной санитарии при выполнении работ.

Параграф 16. Мастер, старший мастер цеха, начальник участка цеха, производитель работ строительного и монтажного участков

144. Обеспечивает соблюдение рабочими требований правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и применения безопасных приемов при производстве работ.

145. Ежедневно производит проверку исправности и правильной эксплуатации оборудования. Принимает меры к устранению выявленных недостатков. В случаях, когда неисправности в работе оборудования не могут быть устранены и имеется явная опасность для работающих, запрещает их работу и извещает об этом руководство цеха.

146. Организует планово-предупредительный ремонт оборудования, обеспечивающий его безопасную эксплуатацию.

147. Своевременно знакомит бригадиров и рабочих с проектами производства работ (технологическими картами), утвержденными в установленном порядке. Организует работы в соответствии с проектами производства работ. Контролирует соблюдение рабочими ПТБ электроустановок при ведении работ на участке. Принимает меры по устранению нарушений, а если имеется явная опасность для работающих, приостанавливает выполнение работ.

148. Перед началом работ проверяет соответствие требованиям производственной санитарии инструмента, оборудования, механизмов, предохранительных приспособлений, средств защиты, лесов, настилов и других устройств, предназначенных для ведения ремонтов и строительства. Не допускает их использование до устранения вскрытых недостатков.

149. Обеспечивает чистоту и порядок на рабочих местах, в проходах и на подъездных путях, а также достаточную освещенность рабочих мест, правильное содержание крановых путей с систематической (ежедневной) проверкой условий труда рабочих, согласно Санитарно-эпидемиологическим требованиям к зданиям и сооружениям производственного назначения, Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам промышленности. Принимает меры к устранению выявленных недостатков.

150. Контролирует обеспечение рабочих мест знаками безопасности, предупредительными надписями и плакатами.

151. Участвует в разработке для рабочих мест и профессий инструкций безопасного ведения работ при ремонте и строительстве.

152. Обеспечивает выполнение в установленные сроки предписаний и мероприятий по улучшению норм производственной санитарии, предусмотренных актами, приказами и распоряжениями, ведомостями дефектов.

153. На совещаниях инженерно-технических работников цеха, собраниях производственного персонала цеха (участков) или смен докладывает про имевшие

место нарушения норм производственной санитарии при работе, чистке и ремонте оборудования.

154. При несчастном случае срочно организует первую помощь пострадавшему и его доставку в медсанчасть (медпункт), немедленно сообщает начальнику производственного подразделения и начальнику смены, сохраняет до расследования обстановку на рабочем месте и состояние оборудования такими, какими они были в момент происшествия (если это не угрожает жизни и здоровью работников, не приведет к аварии, не нарушит непрерывного по технологии производственного процесса). Принимает также меры по ликвидации других возникших происшествий (возгораний, неполадок с оборудованием), учитывая при этом своевременность и правильность принятых мер, вносит в них коррективы. Сообщает об этом начальнику подразделения.

155. Организует немедленный вызов скорой помощи при тяжелых ожогах, травмах, отравлениях.

156. Старший мастер осуществляет непосредственное руководство и контроль за работой мастеров по вопросам безопасности труда и норм производственной санитарии

Параграф 17. Механик, электрик строительного участка

157. Ежедневно лично проверяет техническое состояние и правильность эксплуатации находящегося в его ведении оборудования, согласно нормам производственной санитарии. Принимает меры по устранению выявленных и имеющихся неисправностей и неполадок. О результатах проверки информирует начальника участка (старшего производителя работ) или начальника цеха.

158. В случаях, когда неисправности и неполадки в работе оборудования не могут быть устранены и имеется явная опасность для работающих, не допускает их работу и ставит об этом в известность начальника участка цеха или начальника цеха.

159. Обеспечивает планово-предупредительный ремонт и безопасную эксплуатацию оборудования, находящегося в его ведении.

160. Не допускает приема в эксплуатацию после ремонта оборудования и транспортных средств с отклонением от технических норм, требований и правил, а также без оформления надлежащей документации.

161. Проверяет исправность, соответствие требованиям безопасности инструмента, правильное расположение и использование механизмов, предохранительных приспособлений, средств защиты, лесов, настилов и других устройств, предназначенных для ведения работ, согласно норм производственной санитарии. Контролирует выполнение технических условий и соблюдение правил охраны труда

при ведении монтажно-строительных и ремонтных работ на участке. Принимает меры по устранению нарушений, а если имеется явная опасность для работающих, приостанавливает выполнение работ.

162. Участвует в разработке инструкций для рабочих мест и профессий, а также безопасного ведения работ при ремонте и в условиях аварии.

163. Обеспечивает обучение вновь принятых и переведенных цеховых ремонтных рабочих безопасности труда и норм производственной санитарии. Не допускает их к самостоятельной работе до издания об этом приказа или распоряжения по цеху (участку).

164. Осуществляет выполнение в установленные сроки предписаний и мероприятий по улучшению условий и обеспечению безопасности труда, предусмотренных актами, планами, приказами и распоряжениями или записанных в журнал проверки ПТБ электроустановок.

165. Немедленно докладывает начальнику цеха (участка) и диспетчеру предприятия о каждом несчастном случае и другом происшествии при ведении ремонтных работ. Принимает меры по оказанию помощи пострадавшим и ликвидации возникшего происшествия.

Параграф 18. Начальник смены цеха, старший по смене

167. Обеспечивает соблюдение персоналом смены требований техники безопасности, норм производственной санитарии и применение безопасных приемов работы, ведение технологических процессов согласно утвержденным технологическим (режимным) картам и инструкциям. Проводит с персоналом периодические и внеочередные инструктажи, прорабатывает информационные материалы вышестоящих организаций и обзоры несчастных случаев.

168. Ежедневно при приемке смены личным осмотром и опросом проверяет состояние норм производственной санитарии на рабочих местах, исправность оборудования, средств защиты, блокировок и сигнализации.

169. В процессе работы обходит все рабочие места, проверяет их состояние, условия работы, соблюдение рабочими ПТБ электроустановок и норм производственной санитарии, правильной эксплуатации оборудования, коммуникаций, арматуры, приборов, средств защиты. Принимает меры по устранению выявленных недостатков.

170. Осуществляет выполнение работ по обеспечению безопасности труда, поручаемых руководством цеха и записанных в журнал дефектов.

171. Ежедневно просматривает записи в журналах приема и сдачи смен машинистами (старшими машинистами), делает в нем об этом отметку и необходимые указания по устранению зафиксированных нарушений и недостатков.

172. Ставит перед начальником цеха необходимость выполнения работ по обеспечению безопасности труда, если эти работы не могут быть выполнены персоналом смены или для их выполнения нужно решение начальника цеха.

173. Не допускает для производства работ необученный и непрошедший проверки знаний ремонтный персонал.

Обеспечивает качественную подготовку рабочих мест и оборудования, а также соблюдение установленной последовательности и мер безопасности при выполнении работ.

174. Дает предложения по разработке и корректировке инструкций по технике безопасности и норм производственной санитарии на каждое рабочее место, следит за сроками их действия, своевременной корректировкой или переработкой.

175. Участвует в работе комиссий по ежегодной проверке знаний рабочими инструкций по технике безопасности и норм производственной санитарии, а также по допуску вновь принятых и переведенных рабочих.

176. Докладывает непосредственному руководителю о каждом несчастном случае и другом происшествии при ведении ремонтных работ. Принимает меры по оказанию первой помощи пострадавшим и ликвидации возникшего происшествия.

177. Обеспечивает безопасность персонала, находящегося в цехе при аварийных режимах работы оборудования, а также при возникновении пожаров или возгораний.

178. Организует немедленный вызов скорой помощи при тяжелых ожогах, травмах, отравлениях.

Параграф 19. Старший машинист

179. В начале смены проверяет чистоту и порядок на рабочих местах, исправность оборудования, инструмента, предохранительных и ограждающих приспособлений, защитных средств, контрольно-измерительных приборов и т.д., согласно норм производственной санитарии.

180. Следит за использованием каждым подчиненным рабочим (машинистом) выданной спецодежды, спецобуви и требуемых средств индивидуальной защиты.

181. Не допускает посторонних лиц на обслуживаемый участок. Осуществляет контроль за соблюдением работающими на участке ПТБ электроустановок, норм производственной санитарии и инструкций безопасного ведения технологического (производственного) процесса. Немедленно пресекает нарушения правил и инструкций, обеспечивающих безопасность работающих, сохранность и исправность оборудования.

182. Докладывает своему непосредственному руководителю (начальнику смены и др.) о выявленных неисправностях оборудования, приборов, а также о возникновении ненормальностей в ведении технологического процесса или при выполнении производственной операции, которые могут привести к аварии (пожару), снизить безопасность труда, о каждом случае травмы, отравлении, ожога рабочих на

обслуживаемом участке или вблизи этого участка. Организует первую помощь пострадавшему и немедленный вызов скорой помощи.

Параграф 20. Бригадир ремонтного персонала, строительного и монтажного участка

183. Выполняет все обязанности, возложенные настоящими Методическими указаниями на рабочих.

184. Лично проверяет до начала работы правильность выполнения необходимых для производства работ мер безопасности, исправность инструмента, средств производства, лесов, предохранительных приспособлений, ограждающих устройств и других средств техники безопасности на рабочих местах.

185. Организовывает подготовку рабочих мест. Производит расстановку рабочих по рабочим местам в соответствии с проектом производства работ и квалификацией, объясняет характер работы и дает задания рабочим. Обеспечивает четкость и полноту инструктажа членов бригады непосредственно на рабочем месте.

186. Осуществляет систематический контроль за использованием средств производства согласно проектам производства работ.

187. Не допускает проведения членами бригады любых работ, выполняемых с нарушением правил и инструкций техники безопасности и норм производственной санитарии или не указанных в наряде-допуске.

188. Обеспечивает соблюдение членами бригады указаний оперативного персонала о месте производства работ и мерах предосторожности при их выполнении.

189. Приостанавливает работу при выявлении в процессе работы неисправностей средств производства, инструмента и других опасностей, которые могут повлечь за собой угрозу здоровью или жизни рабочих, сообщает об этом мастеру или другому руководителю.

190. Организует первую помощь пострадавшему и немедленный вызов членами бригады скорой помощи при ожогах, травмах и отравлениях.

191. Следит за соблюдением рабочими трудовой и производственной дисциплины, не допускает к работе лиц в нетрезвом состоянии.

Параграф 21. Функции рабочих

192. Перед началом работы проверяется на своем рабочем месте, согласно нормам техники безопасности:

1) исправность оборудования, приборов, средств защиты, блокировочных и сигнализирующих устройств;

2) исправность инструмента, ограждений, предохранительных приспособлений и устройств, целостность защитного заземления.

193. О вскрытых при проверке недостатках доложить непосредственному руководителю (начальнику смены, бригадиру).

194. При выполнении работ на непостоянном рабочем месте подготовить рабочее место и нужные средства защиты с учетом указаний инструкции на производство этих работ и ПТБ электроустановок и производственной санитарии.

195. Правильно использовать выданную спецодежду, спецобувь, предохранительные приспособления и средства защиты.

196. Знать и соблюдать при работе правила и инструкции по технике безопасности, нормы производственной санитарии. Не допускать посторонних лиц на рабочее место или участок работы.

197. Немедленно сообщить своему непосредственному руководителю:

1) о всех случаях обнаружения неисправностей оборудования, предохранительных, блокировочных, сигнализирующих устройств, а также других средств защиты;

2) о каждом случае травмы, отравления, ожога, полученном лично или другим работающим, а также о загорании или возникшей аварийной ситуации.

198. Быть активным при оказании помощи пострадавшим, ликвидации другого происшествия. Знать приемы доврачебной помощи. Знать расположение и уметь пользоваться средствами пожаротушения, вызова скорой помощи и пожарной охраны.

Приложение
к Методическим указаниям
по организации работы по
производственной санитарии на
электростанциях

Положение

об отделе техники безопасности и производственной санитарии на электростанциях

1. Отдел техники безопасности и производственной санитарии является самостоятельным структурным подразделением предприятия, организации и подчиняется непосредственно руководителю предприятия или лицу им уполномоченному.

2. Отдел несет ответственность за подготовку организации работы на предприятии по созданию безопасных условий труда работающих, предупреждению несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

3. Отдел проводит свою работу совместно с другими подразделениями предприятия и во взаимодействии с комитетом профсоюза, технической инспекцией труда и местными органами государственного надзора по плану, утвержденному руководителем предприятия.

4. Основными задачами отдела являются:

1) постоянное совершенствование организации работы на предприятии по созданию безопасных условий труда работающих, предупреждению производственного травматизма и профессиональных заболеваний, выполнению решений правительства по этим вопросам;

2) внедрение передового опыта и научных разработок по технике безопасности и производственной санитарии;

3) осуществление контроля за состоянием техники безопасности и производственной санитарии на производстве.

5. Отдел в соответствии с возложенными на него основными задачами:

1) проводит анализ состояния и причин производственного травматизма и профессиональных заболеваний, разрабатывает совместно с соответствующими службами предприятия мероприятия по предупреждению несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также организует внедрение указанных мероприятий;

2) участвует в организации работы на предприятии по проведению паспортизации санитарно-технического состояния цехов (участков);

3) организует совместно со службами предприятия разработку и выполнение комплексного плана улучшения условий, охраны труда и санитарно-оздоровительных мероприятий, а также участвует в разработке инструкций по технике безопасности и производственной санитарии;

4) подготавливает и вносит руководству предприятия предложения о разработке и внедрении более совершенных конструкций ограждающей техники, предохранительных устройств и других средств защиты от опасных производственных факторов;

5) участвует в работе комиссии предприятия по внедрению стандартов безопасности труда и научных разработок по технике безопасности и производственной санитарии;

6) проводит совместно с соответствующими службами предприятий и с участием профсоюзного актива проверки или участвует в проверках технического состояния зданий, сооружений, оборудования на соответствие их правилам и нормам по технике безопасности, эффективности работы вентиляционных систем, состояния санитарно-технических устройств, санитарно-бытовых помещений, средств коллективной и индивидуальной защиты работающих;

7) оказывает помощь подразделениям предприятия в организации проведения замеров состояния окружающей производственной среды;

8) участвует в работе комиссий по приемке в эксплуатацию законченных строительством или реконструированных объектов производственного назначения, проверяя выполнение требований по обеспечению здоровых и безопасных условий труда;

9) проводит вводный инструктаж и оказывает помощь в организации обучения работников, по вопросам техники безопасности и производственной санитарии;

10) участвует в работе аттестационной комиссии и комиссии по проверке знаний инженерно-техническими работниками и служащими правил, норм и инструкций по технике безопасности и производственной санитарии;

11) оказывает подразделениям предприятия методическую помощь в разработке и пересмотре инструкций по технике безопасности, а также принимает участие в составлении программ обучения рабочих безопасным методам работы;

12) осуществляет руководство работой кабинета техники безопасности, организует на предприятии пропаганду и информацию по вопросам техники безопасности и производственной санитарии;

13) организует через соответствующие службы обеспечение подразделений предприятия правилами, нормами, плакатами и другими пособиями по технике безопасности, а также оказывает им методическую помощь в оборудовании информационных стендов по технике безопасности;

14) участвует в расследовании несчастных случаев на производстве и при дорожно-транспортных происшествиях;

15) участвует в работе комиссии по подведению итогов конкурсов и в работе бюджетной комиссии предприятия;

16) составляет отчетность по производственному травматизму по установленным формам и в установленные сроки.

6. Осуществляет контроль за:

1) проведением в подразделениях предприятия мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда;

2) выполнением в подразделениях предприятия требований правил, норм и инструкций по технике безопасности и производственной санитарии;

3) организацией и проведением предрейсовых медицинских осмотров водительского состава автомобильного хозяйства предприятия;

4) соблюдением графиков замеров уровней шума, вибраций запыленности, загазованности, освещенности, температуры, влажности и других неблагоприятных производственных факторов;

5) своевременным проведением соответствующими службами испытаний и технических освидетельствований паровых и водогрейных котлов, сосудов и аппаратов, работающих под давлением, грузоподъемных машин и механизмов, контрольных, приборов и другого оборудования, подлежащего периодическому испытанию и освидетельствованию;

б) эффективностью работы аспирационных и вентиляционных систем;

7) состоянием предохранительных приспособлений и защитных устройств;

8) своевременным и качественным проведением инструктажа на рабочих местах и периодическим медицинским осмотром работающих;

9) организацией обучения, проверки знаний работающих по технике безопасности и производственной санитарии;

10) соблюдением расследования и учета несчастных случаев на производстве, согласно Трудовому Кодексу Республики Казахстан от 23 ноября 2015 года;

11) организацией хранения, выдачи, стирки, химической чистки, сушки, обеспыливания, обезвреживания и ремонта спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;

12) правильным расходованием в подразделениях предприятия средств, выделенных на выполнение мероприятий по технике безопасности и производственной санитарии.

7. Отдел:

1) проверяет состояние условий и охраны труда во всех подразделениях предприятия и давать обязательные для исполнения предписания об устранении выявленных недостатков, которые могут быть отменены только письменным распоряжением руководителя предприятия;

2) не допускает эксплуатацию машин, оборудования и производство работ на отдельных участках, если это угрожает жизни и здоровью работающих или может привести к аварии, с уведомлением об этом руководителя или главного инженера предприятия;

3) привлекает по согласованию с руководством предприятия соответствующих специалистов других подразделений к проверкам состояния техники безопасности и производственной санитарии;

4) запрашивает и получать от подразделений предприятия материалы, справки по вопросам техники безопасности, требовать письменные объяснения от лиц, допустивших нарушения правил, норм и инструкций по технике безопасности и производственной санитарии;

5) пребывает от руководителей подразделений отстранения от работы лиц, не имеющих допуска к выполнению данной работы или грубо нарушающих правила, нормы и инструкции по технике безопасности и производственной санитарии. Эти требования подлежат обязательному исполнению;

6) представляет руководству предприятия предложения о поощрении отдельных работников за активную работу по созданию здоровых и безопасных условий труда и вносить предложения о привлечении к дисциплинарной ответственности в установленном порядке лиц, виновных в нарушении правил и норм по технике безопасности и производственной санитарии, в происшедших несчастных случаях на производстве.

8. Работники отдела:

1) беспрепятственно осматривать производственные, служебные и бытовые помещения предприятия, знакомиться с документами по вопросам охраны труда;

2) представлять с ведома руководства предприятия в государственных и общественных организациях при обсуждении вопросов по технике безопасности и производственной санитарии.

9. Отдел в своей работе руководствуется правовыми актами:

1) Трудовой кодекс Республики Казахстан от 23 ноября 2015 года;

2) Правила работы с персоналом в энергетических организациях, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 26 марта 2015 года № 234 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10830);

3) Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859);

4) Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907);

5) Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения", утвержденными приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 23852);

6) Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности", утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ -13 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 26806);

7) СН РК 2.04-02-2011 "Естественное и искусственное освещение".

Сноска. Пункт 9 с изменениями, внесенными приказом Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/қ (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

10. Структура и штаты отдела утверждаются руководителем предприятия применительно к типовым структурам и нормативам численности, утвержденным в установленном порядке вышестоящим органом, исходя из условий и особенностей производства, а также объема работ, возлагаемого на отдел.

В тех случаях, когда в соответствии с типовыми структурами на предприятии не может быть создан отдел или бюро, назначается старший инженер (инженер) по

технике безопасности, должностные обязанности которого устанавливаются в соответствии с квалификационным справочником должностей служащих.

11. Отдел возглавляет начальник, который назначается на эту должность и освобождается от занимаемой должности приказом руководителя предприятия.

12. Начальник отдела организует работу в отделе, устанавливает круг функции работников, проводит воспитательную работу с ними и несет ответственность за выполнение функций, предусмотренных настоящими Методическими указаниями.

Приложение 41
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по выполнению схем технологической защиты теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по выполнению схем технологической защиты теплоэнергетического оборудования на тепловых электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для порядка по выполнению схем технологической защиты теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций (далее – ТЭС).

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) релейная защита

— комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы поврежденных элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы;

2) технологические защиты

— это определенные действия систем безопасности для устранения условий, вызывающих нарушение режима нормальной эксплуатации, а также для защиты дорогостоящего оборудования;

3) исполнительное устройство

—
(далее
—

ИУ) устройство системы автоматического управления или регулирования, воздействующее на процесс в соответствии с получаемой командной информацией.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. В действующих нормативно-технических документах (далее - НТД) по технологическим защитах (далее - ТЗ) не регламентируются требования к выполнению схем ТЗ.

4. В Методических указаниях сформулированы рекомендации к выполнению схем технологических защит теплоэнергетического оборудования ТЭС, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) и СН РК 4.02-03-2012 "Системы автоматизации".

5. Данные Методические указания используются проектными, монтажными, наладочными и другими организациями для вновь проектируемого и модернизируемого теплоэнергетического оборудования ТЭС.

Глава 2. Назначение и характеристика технологических защит

6. ТЗ являются составной частью, подсистемой автоматизированной системы управления технологическими процессами (далее

—
АСУ ТП), обеспечивающей безопасную работу оперативного персонала и теплоэнергетического оборудования путем экстренного автоматического перевода защищаемого оборудования в безопасное состояние в случае возникновения аварийной или предаварийной ситуации.

7. Каждый теплоэнергетический объект имеет свой набор технологических защит (например, защиты котла, турбины), группа теплоэнергетических объектов, связанная общей технологией производства, имеет общие ТЗ (защиты блока, системы пылеприготовления).

8. Набор ТЗ теплоэнергетического объекта (группы объектов) определяется из условия надежного выполнения основной цели ТЗ обеспечения работы оборудования, безопасной для обслуживающего персонала и для самого оборудования.

9. Направление действия защит определяется опасностью возникшей аварийной ситуации ТЗ, отключают все оборудование или отдельный агрегат или осуществляют

разгрузку оборудования на различную глубину, согласно, рисунку 1 приложения к настоящим Методическим указаниям.

10. В подсистеме ТЗ решаются задачи:

- 1) выявление признака любой из предусмотренных проектом аварийных ситуаций;
- 2) формирование условий срабатывания защиты при возникновении признака аварийной ситуации;
- 3) выполнение программы действия каждой защиты набора операций, выполняемых на теплоэнергетическом оборудовании при возникновении каждой из аварийных ситуаций и обеспечивающих безопасность обслуживающего персонала и оборудования

11. Для выполнения перечисленных задач каждая защита имеет импульсную часть датчик или несколько датчиков для выявления признака ситуации, в которой защита срабатывается:

- 1) логическая часть, где обрабатываются по заданному алгоритму сигналы, сформированные в импульсной части, и формируется условие срабатывания;
- 2) сигнальная часть, где формируется сигнал о срабатывании данной ТЗ;
- 3) исполнительная часть, чаще всего общую для нескольких ТЗ, в которой формируется программа действия ТЗ (одной или нескольких) и сигнал о том, что выполняется данная программа. Действие ТЗ заключается в формировании дискретных команд на изменение состояния ИУ, которыми являются запорная арматура, выключатели электродвигателей.

12. Основным условием срабатывания любой защиты является появление признака аварийной ситуации либо изменение состояния одного или нескольких механизмов ("Отключение"), либо изменение до определенного значения параметра или соотношения параметров ("Повышение", "Понижение").

13. Признак возникновения аварийной ситуации фиксируются одним или несколькими устройствами контроля (датчиками). Датчиком ТЗ бывает датчик дискретного сигнала, датчик аналогового сигнала в комплекте с аналого-дискретным преобразователем.

Количество резервирующих друг друга датчиков и схема резервирования определяются требуемой надежностью схемы ТЗ и надежностью используемых датчиков (вероятностью их несрабатывания или ложного срабатывания). Применяются схемы: с одним датчиком, "один из двух", "два из двух" и "два из трех". Варианты формирования признака аварийной ситуации при применении датчиков дискретного сигнала представляются согласно рисунку 2 приложения к настоящим Методическим указаниям.

Для ТЗ выделяются специальные датчики. При выполнении ТЗ на микропроцессорной технике сигнал датчиков ТЗ, обработанный в рамках подсистемы ТЗ, передается в другие подсистемы.

14. Защиты, действующие при понижении контролируемого параметра, оперативно выводятся на остановленном оборудовании, чтобы не препятствовать пуску защищаемого оборудования. Для защит логически или по команде оператора формируется дополнительное условие их срабатывания: "Защита введена в работу".

Ввод-вывод минимальных защит осуществляется специальными переключателями ввода защит (далее - ПЗ) при достижении определенных этапов пуска и устройствами автоматического ввода ТЗ, алгоритм устройства представлен классификацией защит по количеству датчиков и структуре согласно рисунку 2 приложения к настоящим Методическим указаниям.

При наличии одинаковых условий ввода и вывода для нескольких ТЗ организовывается одно общее устройство ввода.

Защиты, не имеющие режимного ввода, вводятся в работу при подаче напряжения питания в схему ТЗ и на датчики ТЗ.

15. Действие защиты заключается в формировании дискретных команд на изменение состояния коммутационной аппаратуры электродвигателей собственных нужд, запорной и регулирующей арматуры. Совокупность этих команд и является программой действия данной защиты. Одна и та же программа выполняется при срабатывании нескольких защит.

Действие программы организовывается таким образом, что вмешательство в него оперативного персонала невозможно.

В соответствии классификацией защит по виду команды показан алгоритм программы действия ТЗ, согласно рисунку 3 приложения к настоящим Методическим указаниям.

16. Срабатывание ТЗ сопровождается следующей сигнализацией:

- 1) появлением аварийного звукового сигнала (сирены);
 - 2) индикацией названия сработавшей ТЗ (на табло или на экране дисплея);
 - 3) индикацией названия выполняемой программы (на табло или на экране дисплея)
- необходимость уточняется при проектировании;

4) срабатыванием сигнального реле, входящего в состав ТЗ, возврат которого в исходное состояние осуществляется специальной командой дежурного цеха АСУ ТП, задача этого устройства - контроль первопричины выполнения данной программы. Данная программа выполняется при срабатывании только одной ТЗ или если срабатывание ТЗ регистрируется с большой разрешающей способностью, устройство сигнализации первопричины не выполняется.

Глава 3. Классификация ТЗ

17. Классификация ТЗ по признакам представлена согласно рисункам 1

4 приложения к настоящим Методическим указаниям:

- 1) по направлению действия;
- 2) по техническим средствам;
- 3) по структуре - количеству датчиков, наличию выдержки времени, наличию режимного ввода;
- 4) по виду команд.

18. В технических условиях на выполнение ТЗ, являющихся заданием на проектирование схем ТЗ, для каждой защиты указываются:

- 1) контролируемый параметр или ситуация;
- 2) количество датчиков и схема их включения;
- 3) наличие и приблизительное значение выдержки времени;
- 4) наличие и условия режимного ввода и вывода, направление действия.

19. Для каждой программы действия указываются исполнительные устройства, на которые подаются команды, вид команды ("Открыть", "Закреть") и ее тип (импульсная, постоянная).

20. В технических условиях указываются ключи и переключатели, используемые в схемах ТЗ.

Вопросы о представлении информации и регистрации для ТЗ решаются в рамках общего проекта АСУ ТП.

Глава 4. Общие требования к схемам ТЗ, отключающих оборудование

Параграф 1. Формирование признака аварийной ситуации

21. Перечень аварийных ситуаций, признак каждой из них и количество датчиков, контролирующих каждый признак, указываются в технических условиях на выполнение защит.

22. Алгоритмы формирования признака возникновения аварийной ситуации с помощью разного количества датчиков дискретного сигнала

одного, двух и трех даны на рисунке 5 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

При выполнении ТЗ с одним датчиком (алгоритм № 1) его контакт непосредственно используется в схеме или подается на устройство гальванического разделения (например, промежуточное реле), которое, кроме разделения, дает возможность увеличения количества приемников сигнала от датчика, если это необходимо.

При выполнении ТЗ с двумя датчиками по схеме "один из двух" (алгоритм № 2) контакты датчиков непосредственно используются в схеме, объединяясь путем

монтажного "ИЛИ", или подаются на устройство гальванического разделения, если есть необходимость увеличивается количество приемников сигнала от датчиков.

При выполнении ТЗ с двумя датчиками по схеме "два из двух" (алгоритм № 3) контакты датчиков вводятся только через устройство гальванического разделения, так как для данной схемы сигнализируется срабатывание каждого датчика.

При выполнении ТЗ с тремя датчиками (алгоритм № 4) контакты датчиков вводятся только через устройство гальванического разделения, так как для данной схемы дважды используется информация о срабатывании двух датчиков.

23. Длительность сигнала о наличии признака аварийной ситуации превышает время, необходимое для запуска программы действия защит, поэтому в схемах, выполненных на реле, появление кратковременных сигналов запоминается до поступления информации о запуске программы действия. Например, импульсная информация об отключении генератора вследствие внутренних повреждений запоминается до запуска программы останова блока - срабатывания реле останова блока (далее

—
РОБ).

24. При выполнении ТЗ на средствах микропроцессорной техники появляется возможность диагностики исправности параметрических датчиков путем сравнения их сигналов с граничными значениями данного параметра или сравнения между собой сигналов нескольких датчиков одного параметра до сравнения их с уставкой срабатывания защиты. При этом значительно повышается надежность ТЗ за счет более раннего (до достижения уставки) выявления неисправности датчика.

При выходе сигнала датчика за граничные значения датчик немедленно отключается с сигнализацией его неисправности и, если это принято в проекте, изменением структуры, формирующей признак аварийной ситуации, вместо схемы с двумя датчиками - схема с одним, вместо схемы с тремя датчиками - схема с двумя датчиками.

Вариант алгоритма обработки сигналов трех датчиков одного параметра показан на рисунке 6 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям. При обнаружении неисправности одного из датчиков при сравнении их сигналов между собой сигнал неисправного датчика исключается из обработки и параметр контролируется двумя датчиками.

При наличии только двух датчиков одного параметра сравнение их сигналов между собой не определяется отказавший датчик, если отсутствует дополнительная информация. В этом случае подается аварийный сигнал без реструктуризации системы.

В зависимости от построения системы с уставкой сравнивается сигнал каждого датчика или один общий сигнал, полученный после сравнения между собой и обработки сигналов всех датчиков данного параметра, участвующих в схемах ТЗ.

Параграф 2. Организация выдержки времени на срабатывание ТЗ

25. В технических условиях на выполнение технологических защит указывается выдержка времени на срабатывание некоторых из них в соответствии алгоритмом формирования условий срабатывания ТЗ, согласно, рисунку 7 приложения к настоящим Методическим указаниям.

Выдержка времени характеризует способность оборудования переносить наличие признака аварийной ситуации или необходима для отстройки от одновременного отключения одноименных механизмов, указывается точно.

Если выдержка времени вызвана необходимостью отстройки от автоматического включения резерва (далее

—
АВР), учетом времени разворота механизма или времени транспортного запаздывания, указывается ориентировочно (например, "до 9 секунд") и уточняется при наладке.

26. Выдержка времени реализуется либо с помощью реле времени, либо с помощью блока выдержки времени (далее

—
БВ) в устройстве комплектном технологических защит (далее

—
УКТЗ), или программным путем

—
на микропроцессорной технике (далее

—
МПТ).

27. Отсчет выдержки времени начинается после появления признака аварийной ситуации при наличии условий режимного ввода ТЗ.

Параграф 3. Организация режимного ввода ТЗ

28. В технических условиях на выполнение защит, имеющих режимный ввод, указывается группа одновременно вводимых защит, к которой относится данная защита (при ручном вводе), или технологические условия автоматического ввода и вывода этой ТЗ.

29. Ручной ввод группы защит осуществляется оператором с помощью специального ПЗ, отдельного для каждой группы. Переключатель ввода защит имеет три фиксированных положения, назначаемых в порядке:

- 1) "Отключено";
- 2) "Сигнал";
- 3) "Включено".

При положении переключателя "Отключено" отключаются цепи действия и сигнализации всех ТЗ данной группы.

При положении "Сигнал" подключаются цепи сигнализации всех защит данной группы. Если при переводе ПЗ из положения "Отключено" в положение "Сигнал" параметр или положение механизмов, контролируемые любой из ТЗ группы, не вошли в норму, подается сигнал о срабатывании соответствующей защиты, но программа ее действия не запускается.

При положении ПЗ "Включено" подключаются цепи сигнализации и действия всех защит данной группы.

Переключатели ввода защит устанавливаются в оперативном контуре.

30. При автоматическом вводе защит выполняется специальное устройство ввода, алгоритм действия которого представлен на рисунке 8 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Защита автоматически вводится в работу (разрешается сигнализация ее срабатывания и запуск ее программы действия) при появлении признака ввода (без предварительного контроля срабатывания импульсной части защиты) и остается введенной до появления признака вывода, после чего защита автоматически выводится.

Признаку вывода отдается приоритет перед признаком ввода - при наличии признака ввода и появлении признака вывода ТЗ выводится из работы, при наличии признака вывода и появлении признака ввода ТЗ не вводится.

Если несколько ТЗ имеет одинаковые условия автоматического ввода и вывода, для них допускается организация одного устройства автоматического ввода. При выполнении схемы на УКТЗ такая организация автоматического ввода создает неудобства при опробовании ТЗ на остановленном оборудовании и не применяется.

В оперативном контуре осуществляется сигнализация

—
состояния устройства автоматического ввода, включенного или отключенного в зависимости от общей концепции выполнения сигнализации.

Параграф 4. Организация ремонтного вывода ТЗ

31. Назначение ремонтного вывода - неоперативное отключение действия ТЗ с сохранением сигнализации ее срабатывания, по алгоритму формирования условий срабатывания ТЗ согласно рисунку 7 приложения к настоящим Методическим указаниям.

32. В качестве устройств ремонтного вывода используются контактные накладки, тумблеры. При выполнении технологических защит на средствах МПТ ремонтный вывод организуется программным путем и его состояние изменяется только с инженерной станции цеха АСУ ТП.

33. Состояние устройства ремонтного вывода контролируется для использования в задаче регистрации аварийных ситуаций (событий) (далее

РАС). Информация о состоянии устройств ремонтного вывода при выполнении их на МПТ регистрируется с указанием времени его изменения и по запросу выводится в оперативный контур.

Параграф 5. Формирование программы действия ТЗ

34. Программа действия ТЗ определяется общей для нескольких ТЗ или индивидуальной.

35. К программе действия ТЗ предъявляются требования:

- 1) формируются команды ТЗ на соответствующие исполнительные устройства;
- 2) обеспечивается продолжительность действия команд до тех пор, пока сохраняется причина запуска программы и пока не выполнена самая продолжительная операция данной программы;
- 3) исключается возможность вмешательства оперативного персонала в работу программы до окончания ее действия;
- 4) останавливается или не допускается действие при запуске программы более высокого приоритета;
- 5) формируются импульсные команды заданной длительности.

36. Команды ТЗ на исполнительные устройства обладают приоритетом перед командами всех других подсистем АСУ ТП:

- 1) дистанционного и функционально-группового управления;
- 2) авторегулирования технологических блокировок.

37. В оперативном контуре выполняется сигнализация запуска программ, отключающих основное оборудование или снижающих его нагрузку.

38. Пример организации программы действия ТЗ по алгоритму программы действия ТЗ представлен на рисунке 9 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 6. Формирование воздействий персонала в схемах ТЗ

39. В схемах ТЗ предусматривается возможность оперативного аварийного отключения оборудования путем дистанционного оперативного запуска соответствующей программы. Программа запускается импульсным воздействием оператора на ключ или кнопку останова

длительность импульса достаточна для запуска программы.

40. Для ТЗ, действующих на глубокую разгрузку оборудования, предусматривается специальный оперативный переключатель (накладка), позволяющий переводить действие этих ТЗ на отключение оборудования.

41. При возможности сжигания на котле нескольких видов топлива (поочередно или совместно) вид сжигаемого топлива или соотношение количества топлив разного вида

при совместном сжигании определяется положением переключателя топлива (далее - ПТ), устанавливаемого в оперативном контуре.

ПТ, используемый в схемах ТЗ, имеет количество положений, равное количеству видов сжигаемого топлива, и устанавливается в положение, соответствующее преобладающему виду топлива. При необходимости формирования информации о совместном сжигании нескольких видов топлива (например, для авторегулирования) устанавливается специальный переключатель топлива, не участвующий в схемах ТЗ.

На газомазутных котлах преобладающий вид сжигаемого топлива определяется без помощи ПТ путем контроля расхода газа и мазута (или приведенной разности расхода свежего пара и газа), что отражается в технических условиях на выполнение ТЗ.

42. Не устанавливаются устройства, позволяющие отключать одну или несколько ТЗ, кроме указанных в параграфах 3 и 4 главы 5 настоящих Методических указаний.

Параграф 7. Организация двухканальной схемы

43. На турбинах большой мощности предусматривается устройство раздельного опробования двух параллельно действующих электромагнитов отключения турбины путем поочередного блокирования гидравлических каналов воздействия каждого электромагнита.

Выполнение схемы ТЗ, отключающих турбину, в двухканальном варианте:

- 1) каждая защита формируется дважды с использованием разных датчиков;
- 2) с воздействием на разные выходные реле защит.

Пример двухканального выполнения некоторых ТЗ, действующих на останов турбины по алгоритму организации двухканальной схемы защит, представлен на рисунке 10 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

44. При двухканальном выполнении защит турбины каждый канал воздействует на "свой" электромагнит всегда, а на "чужой" электромагнит

только, если нет режима "Опробование своего электромагнита". На все остальные исполнительные устройства оба канала действуют параллельно. Алгоритм, реализующий программу опробования одного из электромагнитов защиты турбины при двухканальном исполнении схемы защит, представлен на рисунке 23 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

45. Сигнализация срабатывания каждой защиты формируется однократно параллельным включением воздействий на сигнал от обоих каналов.

46. Датчики и аппаратура, относящиеся к разным каналам, размещаются на разных панелях и имеются разные источники электропитания.

Глава 5. Общие требования к схемам локальных ТЗ

47. Локальными называются защиты, действующие на отключение отдельных механизмов (дымососов, мельниц, питательных насосов и так далее), или защиты, действие которых предотвращает аварийное отключение основного оборудования.

48. Требования к схемам локальных ТЗ в совпадают с требованиями к схемам ТЗ, отключающих оборудование. Основные отличия:

- 1) отсутствует необходимость в определении защиты, сработавшей первой;
- 2) для некоторых ТЗ есть необходимость обратного действия после окончания выполнения программы ТЗ и исчезновения причины срабатывания ("Повышение уровня в барабане котла до I предела", "Повышение давления свежего пара за котлом" - действие на включение быстродействующей редуционно-охладительной установки (далее - БРОУ), "Повышение давления свежего пара за котлом" - действие на открытие предохранительных клапанов котла и так далее);
- 3) не предусматриваются устройства ремонтного вывода.

49. Вопрос о выполнении ремонтного вывода для локальных защит решается при конкретном проектировании. Для защит по повышению давления свежего пара за котлом ремонтный вывод не предусматривается.

50. К локальным ТЗ относятся АВР механизмов собственных нужд. В схемах АВР:

- 1) отсутствуют устройства ремонтного вывода;
- 2) отсутствует необходимость сигнализации срабатывания АВР, так как в оперативном контуре сигнализируется аварийное отключение работавшего механизма и автоматическое включение резервного;
- 3) принимаются меры по обеспечению однократности включения резервного механизма;
- 4) устанавливается оперативный переключатель, положение которого характеризует назначение или состояние механизма:
 - 1) "Рабочий";
 - 2) "Резервный";
 - 3) "Отключен".

При наличии только двух одноименных механизмов устанавливают один общий переключатель, или индивидуальные переключатели для каждого насоса, при трех одноименных механизмах и более переключатель АВР устанавливается для каждого из них.

51. Алгоритм АВР двух насосов, имеющих общий переключатель АВР и контроль давления в общей напорной магистрали, представлен на рисунке 11 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям. Алгоритм АВР двух насосов с индивидуальными переключателями и контролем давления до обратного клапана каждого насоса, представлен на рисунке 12 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Глава 6. Общие требования к схемам защитных блокировок

53. Защитными блокировками или блокировками взрывобезопасности называется комплект запретов, налагаемых на управление газовой и мазутной арматурой при растопке котла.

54. Защитные блокировки выполняются в соответствии с действующими правилами согласно, СНиП РК 4.02-08-2003 "Котельные установки". Не разрешается подача топлива к котлу или к горелкам, если не выполняются заданные условия, снижающие вероятность возникновения взрывоопасной ситуации.

55. Схемами не предусмотрено выполнение устройств ремонтного вывода. Предусматривается сигнализация только в режимах вентиляции топки - "Идет вентиляция", "Топка провентилирована".

56. Для котлов с большим количеством горелок по требованию эксплуатационного персонала выполняется сигнализация о том, что не готовы отдельные блокировки для облегчения поиска неисправности.

57. Защитные блокировки, общие для всех горелок, вводятся автоматически при подаче топлива к котлу, защитные блокировки одной горелки вводятся при подаче топлива к этой горелке.

Глава 7. Особенности схем ТЗ при выполнении их на разных технических средствах

Параграф 1. Релейная аппаратура

58. Для обеспечения надежности технологических защит питание их осуществляется на напряжении 220 Вольт (далее

В) постоянного тока от аккумуляторной батареи.

59. В качестве промежуточных реле ранее применялись реле типа РП23 и действующие с задержкой реле типа РП251, РП252. В настоящее время эти реле сняты с производства и заменяются реле типа РП16, РП18. Для реализации выдержки времени используются электромагнитные реле времени типа РВ112

РВ143 или моторные реле типа ВЛ.

Для сигнализации и фиксации первопричины срабатывания защит применяются указательные реле типа РУ21, РЭУ11 или РЭПУ с обмоткой напряжения. Контакты этих реле остаются в сработавшем состоянии после исчезновения причины срабатывания, возврат их в исходное состояние производится персоналом путем механического воздействия на указательное реле.

В качестве устройства ремонтного вывода используется контактная накладка типа НКР-3, позволяющая визуально контролировать разрыв цепи действия защиты.

Вся эта аппаратура размещается на панелях защит, устанавливаемых в неоперативном контуре щита управления, или в специальных помещениях электротехнических устройств.

60. В качестве датчиков защит используются "сухие" контакты приборов прямого действия (электроконтактных манометров, термометров, сигнализаторов уровня, давления и прочее), контакты сигнальных устройств вторичных приборов, блок-контакты выключателей и прочие.

61. Рассмотрим принципы построения схем на примере защит моноблока:

1) все защиты подразделяются на группы, относящиеся к отдельным агрегатам основного и вспомогательного оборудования

—
общекотельные защиты, защиты, действующие на останов котла, защиты, действующие на снижение нагрузки котла, защиты турбины и технологические защиты генератора; защиты питательных насосов, защиты БРОУ.

Управление электромагнитами стопорных клапанов турбины также выполняется в объеме технологических защит как отдельная группа;

2) пример построения схемы общеблочных защит представлен на рисунке 13 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Команды на выполнение операций по останову блока подаются контактами выходных реле типа КСТ, которые включаются при срабатывании любой из защит, действующих на останов блока.

Указательные реле типа КН1

—
КН4 фиксируют срабатывание соответствующей защиты

—
от их контактов включается аварийное табло срабатывания этой защиты. Информация о срабатывании каждой защиты отдельных технологических групп (ПЭН, турбина) фиксируется в схемах защит этих групп.

Контактные накладки типа S1, S2 служат для ремонтного вывода защит

—
отключения действия защит на выходные реле типа КСТ. При этом указательные реле не отключаются;

3) из схем электрических защит блока генератор-трансформатор поступает кратковременная (импульсная) информация о срабатывании защиты от внутренних повреждений генератора. Для обеспечения уверенного приема этой информации предусматривается самоудерживание реле типа KL2, которое отключается только после срабатывания реле типа КСТ.

Из схемы управления электромагнитами стопорных клапанов турбины в схему общеблочных защит поступает информация об отключении турбины, по которой

включается реле типа KCN, и выдается команда на перевод котла в режим растопочной нагрузки, в том случае, если накладка типа S3 ставится в положении "Разгрузка".

Включение реле KCN не разрешается в случае срабатывания защит останова котла или защит останова блока.

Если растопочный режим на котле по какой-либо причине не реализован, накладка типа S3 устанавливается в положение "Останов". В этом случае при отключении турбины срабатывает реле типа KCT, производящее останов блока. Информация об отключении турбины кратковременна и снимается через определенное время (30 секунд) после закрытия стопорных клапанов или после закрытия главной парозапорной задвижки (далее - ГПЗ). В противном случае реле останова блока постоянно находится под напряжением;

4) цепь самоудерживания реле останова блока типа KCT отключается либо с выдержкой времени после отключения турбины, либо после закрытия ГПЗ (эта информация формируется в схеме управления электромагнитами стопорных клапанов);

5) на рисунке 13 (лист 2) согласно приложению к настоящим Методическим указаниям, показано выполнение схемы защиты при отключении генератора от сети.

Из схемы электрических защит блока генератор-трансформатор поступает информация об отключении генератора от сети, а также о включенном состоянии генератора. Последняя используется для автоматического ввода защиты.

Реле типа KLG1 включается во всех случаях при отключении генератора от сети и выдается команда в блок релейной форсировки системы регулирования турбины на форсированное прикрытие регулирующих клапанов в целях удержания турбины на номинальной частоте вращения.

Двухпозиционное реле типа КО (как правило, используется реле типа РП8) вводится в действие защита при отключении генератора из условия, что генератор включается в сеть и открываются стопорные клапаны турбины, и выводится защита после закрытия стопорных клапанов турбины. Если отключение генератора является следствием срабатывания других защит, действующих на останов турбины или блока, защита не срабатывает, так как в этом случае генератор отключается после закрытия стопорных клапанов, когда защита выведена. Реле типа KLG2 выдает команду на закрытие обратных клапанов турбины (при остановленной турбине команда снимается)

При положении накладки типа S4

"Холостой ход" включается реле времени типа KLT и через 1 секунду включается реле холостого хода типа KСХ, контактами которого подаются команды на перевод блока в режим холостого хода. Выдержка времени отстраивается от срабатывания защит при внутренних повреждениях блока генератор-трансформатор, действующих через реле

типа KL2 на останов блока. Указательное реле типа КНЗ фиксирует перевод блока в режим холостого хода и включается соответствующее табло.

Накладка типа S4 переводит действие защиты на останов блока, если режим холостого хода по какой-либо причине не реализуется. При этом реле типа KLG3 включается без выдержки времени. Указательное реле типа КН4 фиксирует отключение генератора от сети как первопричину действия защиты. Цепь включения типа КН4 при работе реле типа KLG3 размыкается контактами типа КСТ или KL2, для предотвращения срабатывания типа КН4, когда отключение генератора является следствием срабатывания других защит. При этом реле типа KLG3 является медленнодействующим (реле типа РП252 или РП18) по отношению к реле типа KL2 для исключения срабатывания типа КН4 при внутреннем повреждении генератора;

6) схема защиты по прекращению расхода питательной воды для двух поточного котла как пример организации защиты по схеме "два из двух", представлена на рисунке 14 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям. Защита вводится переключателем типа SAB1 и действует с выдержкой времени, для чего предусматривается реле времени типа KLT, общее для обоих потоков.

Организация аварийного сигнала срабатывания защиты и сигнала срабатывания одного из двух датчиков защиты рассматривается в пункте 97 настоящих Методических указаний;

7) пример организации защиты по схеме "два из трех", представлен на рисунке 15 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям. Реле сигнализации типа KLN используется для предупредительной сигнализации срабатывания одного из трех приборов защиты;

8) исполнительная часть защит, реализующая программу действия, состоит из выходных реле, контактами которых выдаются команды на исполнительные механизмы (двигатели типа СН, задвижки, клапаны). На группу выходных реле действуют защиты, имеющие одну программу действия. В качестве примера приведена , схема исполнительной части защит останова котла на рисунке 16 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

Реле останова котла типа KCTN включаются при действии любой из защит останова котла типа KLF, при действии защит останова блока (реле типа КСТ), а также при отключении котла ключом ручного останова типа SA1.

После срабатывания реле останова котла самоудерживается через контакт одного из них (типа KCTN1). Цепь самоудерживания размыкается не раньше, чем выполняется наиболее длительная операция по команде защит, например, закрытие ГПЗ. Тем самым обеспечивается выполнение программы действия защит и исключается возможность вмешательства в нее оператора до полного ее выполнения. Установка коммутационных аппаратов (ключей, накладок), отключающих действие выходных реле, не допускается.

Цепь самоудерживания выходных реле сохраняется, пока переключатели ввода защит типа SAB1, SAB2 находятся в положении "Включено", что обеспечивает срабатывание указательного реле (типа КН) защиты, сработавшей первой. Питание шинки включения указательных реле типа ЕРН, согласно рисунку 14 приложения к настоящим Методическим указаниям, отключается контактом выходного реле типа КСТН, поэтому указательные реле защит, срабатывание которых явилось следствием останова оборудования, не срабатывают. Таким образом, обеспечивается фиксация первопричины отключения оборудования.

Отключение котла ключом ручного останова типа SA1 фиксируется указательным реле с токовой обмоткой типа КНН, контактом которого включается табло "Останов котла ключом". Указательное реле типа КНС срабатывает во всех случаях работы реле останова котла, кроме воздействия на ключ ручного останова, и включает табло "Аварийный останов котла" согласно рисунку 16 приложения к настоящим Методическим указаниям;

9) в соответствии с техническими условиями на выполнение защит команда на останов турбины при останове котла защитами поступает сразу, а при действии на ключ ручного останова котла

—
после понижения давления в камере регулирующей ступени турбины до заданного значения, что дает возможность предотвратить включение БРОУ и открытие импульсно-предохранительных клапанов. Для реализации этого условия предусматривается реле типа КСТНН. Формирование команды в цепи реле останова турбины показано на рисунке 16 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям;

10) цепи управления одним из электромагнитов закрытия стопорных клапанов турбины представлены на рисунке 17 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям. Второй электромагнит управляется по такой же схеме, но электропитание организовано через другой автоматический выключатель.

Эти электромагниты потребляют в момент срабатывания постоянный ток 2 Ампер (далее

—
А) при напряжении 220 В. Для включения электромагнитов используются реле типа (КСТS1, КСТS2), коммутационная способность контактов которых позволяет коммутировать такие токи (реле типа 8В-6К или РНЕ-66). Электромагнит коммутируется с обоих полюсов, что позволяет избежать его ложного срабатывания при двойном замыкании на землю в цепях управления электромагнитом.

Электромагнит не рассчитывается на длительное обтекание током, поэтому после отключения турбины напряжение от него отключается контактами реле типа KLZ1, формирующими признак отключенного состояния турбины, закрыт любой из двух

стопорных клапанов ЦВД и любой из двух стопорных клапанов ЦСД. В качестве реле типа KLZ1 используется реле типа 8В-2К или РНЕ-22 с повышенной коммутационной способностью контактов, причем последовательно включенные контакты этого реле шунтируются цепочкой искрогашения типа R1

С1.

Реле типа KSY1 (реле типа РЭС-9, $R_{обм} = 9600$ Ом, $I_{раб} = 8,3 - 9,3$ миллиАмпер (далее - мА) контролирует исправность цепи электромагнита, а реле типа KЛ1 (реле типа РЭС-9, $U_{ном} = 6$ В) фиксирует его срабатывание.

Параграф 2. Устройства комплектные технологических защит

62. Устройства комплектные ТЗ созданы в целях повышения надежности, живучести и ремонтпригодности технических средств ТЗ при уменьшении их габаритов.

Применяемые в УКТЗ малогабаритные герметезированные реле типов РЭС-8, РЭС-9 отличаются от применяемых ранее реле серии РП показателями:

- 1) гарантированным ресурсом;
- 2) номинальным напряжением питания;
- 3) объемом профилактического обслуживания;
- 4) габаритными размерами, массой.

72. Созданные на основе малогабаритных реле унифицированные блоки реализовывают технические условия на выполнение ТЗ, надежность подсистемы ТЗ значительно повышается по сравнению с вариантом выполнения на реле типа РП за счет факторов:

- 1) более высокая надежность применяемых реле;
- 2) переход на пониженное напряжение;
- 3) более высокая заводская готовность шкафов защиты;
- 4) расширение объема оперативно диагностируемых элементов схем ТЗ;
- 5) упрощение и убыстрение работ по устранению неисправностей аппаратуры, проводимых путем замены неисправных блоков;
- 6) упрощение работ по опробованию ТЗ.

Повышается ремонтпригодность аппаратуры ТЗ за счет ее блочной компоновки, сокращаются трудозатраты на обслуживание ТЗ и увеличивается безопасность работы персонала.

63. Алгоритмы ТЗ реализуются специализированными блоками. В номенклатуру УКТЗ входят типы блоков:

- 1) БЗ

блок защит

—
логическая обработка дискретных сигналов датчиков: одного или двух параллельно (БЗ-1), двух последовательно (БЗ-2) или трех (БЗ-3);

2) БВ

—
блок времени

—
регулируемая выдержка времени;

3) ББФ

—
блок указательных реле и фиксации

—
запоминание событий с включением указательного реле;

4) БВЗ

—
блок ввода защит

—
автоматический ввод и вывод ТЗ;

5) БИ

—
блок импульсов

—
формирование импульсных команд;

6) БРУ

—
блок размножения унифицированный

—
размножение дискретных сигналов;

7) БС

—
блок сигнализации

—
сигнализация срабатывания одного из двух датчиков защиты с централизованной выдержкой времени;

8) БО

—
блок опробования

—
проверка исправности блоков, реализующих ТЗ, цепей аварийной сигнализации.

Команды ТЗ на исполнительные устройства формируются выходными реле, устанавливаемыми в специальных индивидуальных ячейках в шкафу ТЗ.

64. Каждый шкаф ТЗ рассчитывается на установку не более 48 функциональных блоков и не более 54 выходных реле. При необходимости в одном шкафу размещаются

несколько групп ТЗ (например, ТЗ, отключающие турбину, и управление электромагнитами стопорных клапанов турбины).

Когда одна группа, включающая большое количество ТЗ (например, ТЗ, отключающие котел), располагается в двух соседних шкафах. При этом, в каждом из шкафов предусматриваются выходные реле защит, реализующие полную программу останова котла. Для котлов большой мощности при большом количестве выходных команд выходные реле защит размещаются в двух шкафах защит, в каждом шкафу формируется разный набор команд. В последнем случае при срабатывании выходных реле в одном из шкафов параллельно включенными контактами двух из них подается команда на срабатывание выходных реле, расположенных в другом шкафу. При реализации этой команды контактами двух параллельно включенных реле повышается надежность схемы.

65. Все контакты, используемые в схемах защит в качестве источника внешней информации и расположенные вне БЩУ и помещения шкафов УКТЗ, например, контакты датчиков, установленных по месту, конечные выключатели задвижек, контакты промреле, фиксирующих отключение двигателей, включаются, на напряжение 220 В постоянного тока. Допускается использовать напряжение 24 В постоянного тока.

Все контакты, используемые в схемах защит в качестве источника внешней информации и расположенные на БЩУ, а также вся аппаратура, реализующая логику схем ТЗ, и выходные реле ТЗ включаются на напряжение 24 В постоянного тока.

Для приема информации на разном напряжении существуют разные модификации БЗ - блоки БЗ-М принимают информацию на напряжении 220 В, блоки БЗ-М1 принимают информацию на напряжении 24 В.

66. Дискретный сигнал от датчиков ТЗ вводится непосредственно в соответствующий БЗ или, используются в цепях разных блоков,

—
в БРУ.

67. Логика схем ТЗ, выполненных на УКТЗ, повторяет логику выполнения схем ТЗ на промреле типа РП и реализуется в блоках таким образом, чтобы все блоки одной группы ТЗ располагались в одном или двух соседних шкафах. Структурная схема организации защиты по схеме "два из двух", представлена на рисунке 18 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям, аналогичная схеме представленной на рисунке 14 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

В БВЗ формируется команда на ввод (вывод) ТЗ, в БЗ-2 принимаются дискретные сигналы от двух датчиков о понижении расхода воды, там же размещены сигнальные реле, тумблер ремонтного вывода и выходное реле данной ТЗ. Выдержка времени реализуется в БВ. Алгоритм действия ТЗ собирается монтажным путем.

68. Программа действия ТЗ реализуется на промежуточных реле типа РЭС-8 на 24 В, устанавливаемых в специальных ячейках выходных реле в каждом шкафу ТЗ. Схемы включения этих реле не отличаются от схем включения выходных реле при выполнении ТЗ на релейной аппаратуре, согласно подпункту 8) пункта 69 настоящих Методических указаний.

69. Образец построения схемы защит турбины на УКТЗ на примере защиты "Понижение температуры свежего пара перед турбиной", представлен на рисунке 19 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям:

1) защита срабатывает при одновременном понижении температуры пара перед стопорным клапаном и за котлом в паропроводе, подведенном к этому стопорному клапану. При наличии двух стопорных клапанов турбины для каждого из них предусматривается независимый комплект защит. На рисунке показан один комплект защиты.

Защита вводится при повышении температуры пара перед стопорным клапаном выше уставки предупредительной сигнализации и выводится после отключения турбины;

2) для ввода и вывода защиты устанавливается блок типа БВЗ (AS2), реле фиксации которого (KQ1) замыкает контакт ввода при появлении условия ввода (при этом размыкается цепь шунтирования входного реле ввода контактом "Т к 1") или замыкает контакт вывода при появлении условий вывода

замыкании контакта реле-повторителя типа (KL4Z) закрытого положения стопорных клапанов. Kontakтами реле типа KQ1 осуществляется включение и отключение цепей защиты при ее автоматическом вводе или выводе: контакты реле типа KQ1 подготавливаются цепи выходных реле защиты, сигнализации, регистрации и выходных реле опробования.

Для облегчения работ по опробованию ТЗ в БВЗ предусматривается возможность принудительного ввода и вывода ТЗ на остановленном оборудовании;

3) защита по схеме "два из двух" реализуется в блоке типа БЗ-2М (2AF1), где формируется команда на выходные реле останова турбины, фиксируется срабатывание защиты с помощью указательных реле типа КН1 и КН2, формируется информация в схему общеблочных защит о срабатывании одного из двух датчиков, согласно пункту 103 настоящих Методических указаний. В БЗ предусмотрена аппаратура для опробования данной ТЗ как в отдельности для каждого канала, так и для обоих каналов одновременно, согласно параграфу 3 главы 9 настоящих Методических указаний;

4) для фиксации первопричины срабатывания защит организованы две шинки указательных реле, согласно, рисунку 19 (лист 4) приложения к настоящим Методическим указаниям. Одна шинка типа (EFH1) - для ТЗ, действующих одновременно на останов блока и турбины (ТЗ по осевому смещению ротора, по

понижению давления в системе смазки, по повышению давления в конденсаторе). Питание с этой шинки снимается при срабатывании реле останова блока типа (KCT1). Указательные реле остальных защит подключаются к шинке типа (EFH2), напряжение с которой снимается после закрытия стопорных клапанов турбины (реле типа KL5Z).

Шинка типа EFN1 организуется в схеме общеблочных защит для формирования сигнала о срабатывании одного из двух датчиков защиты, согласно, пункту 104 настоящих Методических указаний.

Шинка типа EFS организована для проведения централизованного опробования защит, согласно параграфу 3 главы 8 настоящих Методических указаний;

5) в зависимости от программ, выполняемых при срабатывании различных ТЗ, предусмотрены три разные группы выходных реле, каждая из которых имеет свое реле опробования.

Защита "Повышение давления в конденсаторе турбины" включается реле типа KCTW1, KCTW2, которые подают команды на останов блока, останов турбины, отключение генератора, закрытие запорной арматуры на линии сброса в конденсатор.

Защиты "Понижение давления масла в системе смазки турбины до II предела" и "Осевое смещение ротора турбины" включаются реле типа KCTW3, KCTW4, которые подают команды на останов блока, останов турбины и отключение генератора;

б) команды на реле останова блока при срабатывании защит турбины формируются двумя параллельно включенными контактами разных реле одной группы для повышения надежности схемы;

7) все защиты, включая перечисленные выше, действуют на реле отключения турбины типа KCTS1...KCTS., которые включаются также при действии защит, останавливающих блок и котел, и при отключении турбины ключом. После срабатывания реле останова турбины включаются на самоудерживание, которое снимается через 3 минуты после закрытия стопорных клапанов турбины, что обеспечивает возможность выполнения наиболее долгой операции программы останова без вмешательства персонала;

8) при проектировании выходных цепей ТЗ нагрузка на контакт выходного реле любого блока защит не превышает 2 А, что соответствует параллельному включению

9

—
10 выходных реле.

Когда формируется большое количество командных и информационных воздействий, для чего требуется больше 10 реле, организуется дополнительная группа выходных реле, включаемая контактами по крайней мере двух выходных реле первой группы, контакты включаются параллельно. Реле дополнительной группы формируют наименее ответственные или дублирующие команды ТЗ;

9) при количестве параллельно включенных выходных реле более четырех для защиты контактов, коммутирующих обмотки этих реле, от перенапряжения при размыкании параллельно их катушкам устанавливаются диоды типа КД202Р.

Параграф 3. Микропроцессорная техника

70. Применение микропроцессорной техники для реализации подсистемы ТЗ дает преимущества по сравнению с традиционными способами:

1) возможность непрерывного контроля достоверности входных аналоговых и дискретных сигналов с сигнализацией и регистрацией неисправности отдельных датчиков или каналов контроля;

2) повышение достоверности входных сигналов за счет непрерывной диагностики сигналов от нескольких датчиков одного параметра с выявлением неисправного датчика и возможностью изменения при этом алгоритма формирования входного сигнала по данному параметру;

3) возможность наложения запрета на срабатывание или действие ТЗ при обнаружении недостоверности сигнала по параметру, контролируемому данной ТЗ;

4) возможность контроля выдачи команд на исполнительные устройства ТЗ с сигнализацией и регистрацией факта отсутствия команды на данное устройство при срабатывании ТЗ, действующих на это устройство;

5) возможность контроля выполнения команд по факту и во времени;

6) самодиагностика технических средств с сигнализацией и регистрацией отказов, с указанием отказавшего элемента;

7) возможность санкционированного контроля состояния любого датчика или алгоритма с выдачей информации на экран дисплея;

8) возможность санкционированного изменения уставок срабатывания, выдержек времени, состояния ремонтного вывода с рабочего места оператора АСУ ТП с регистрацией внесенных изменений;

9) возможность фиксации времени возникновения всех регистрируемых событий.

При проектировании реализуются эти преимущества.

71. Недостатками применения микропроцессорной техники для реализации подсистемы ТЗ являются:

1) возможность генерации ложных сигналов внутри контроллера;

2) возможность "зависания" контроллера;

3) необходимость при проектировании конкретных объектов разработки детальной технологической структуры АСУ ТП с учетом требований различных подсистем.

Указанные недостатки учитываются и компенсируются при проектировании структуры и связей подсистемы ТЗ.

72. Проектирование подсистемы ТЗ на микропроцессорных средствах заключается в выполнении работ:

1) выбор технических средств, обладающих достаточной надежностью, емкостью, быстродействием, по возможности аналогичных программно-техническим средствам, на которых выполняются другие подсистемы АСУ ТП.

Подсистема ТЗ реализуется разными способами

—
подсистема ТЗ рассредотачивается по разным контроллерам, в которых реализовывается АСУ ТП, по технологическому принципу (ТЗ котла

—
в контроллере управления котла, ТЗ турбины - в контроллере управления турбины), подсистема ТЗ реализовывается в отдельных контроллерах, которые образуют микропроцессорные устройства технологических защит (далее - МПУ ТЗ);

2) определение необходимости и способов резервирования элементов подсистемы ТЗ с учетом требуемой надежности и живучести подсистемы ТЗ, надежности выбранных технических средств;

3) составление задания на программирование.

Вид задания согласовывается с разработчиком технических средств. Задание состоит из типовых алгоритмов защит, примеры данных об объеме и технических условиях на выполнение ТЗ либо в виде структурных схем технологических защит, либо в табличной форме, либо в виде текстового описания, таблиц входных и выходных сигналов, сигналов, направляемых в РАС, КДЗ, сигналов технологической сигнализации приведены на рисунках 5

—
9 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям,;

4) выбор способов ввода и обработки сигналов датчиков ТЗ;

5) выбор способов связи подсистемы ТЗ с исполнительными устройствами, системами сигнализации и регистрации, другими подсистемами АСУ ТП.

73. Резервирование датчиков выполняется с учетом:

1) датчики, формирующие условия аварийных ситуаций для ТЗ, относятся к этой подсистеме и их сигналы, согласно, подпункту 3) пункта 85 настоящих Методических указаний, обрабатываются в этой подсистеме с возможностью дальнейшего использования в других подсистемах АСУ ТП. При необходимости сигналы, формирующие условия ввода ТЗ, передаются в МПУ ТЗ из других подсистем по цифровой связи;

2) датчиками подсистемы ТЗ, выполненной на базе МПТ, используются как датчики дискретного сигнала (потенциального или типа "сухой контакт"), так и датчики аналогового нормированного сигнала (0 - 5 мА, 4 - 20 мА, 0 - 10 мВ), натурального сигнала термопар и термометров сопротивления;

3) микропроцессорная техника повышает достоверность формирования входных сигналов за счет

—

определения исправности каждого датчика, определения исправности линий связи с датчиками, выделения неисправного датчика среди нескольких датчиков одного параметра, возможности изменения алгоритма формирования сигнала по этому параметру, исключение неисправного датчика из рассмотрения.

Эти задачи решаются при применении датчиков с выходным сигналом 4-20 мА и трех датчиков одного параметра. Предпочтительным вариантом контроля параметров для ТЗ на базе МПТ является использование трех датчиков аналогового сигнала 4 - 20 мА. В любом случае количество применяемых датчиков не менее чем количество датчиков, указанных в требованиях подпункта 2) пункта 4 настоящих Методических указаний.

74. Резервирование контроллеров МПУ ТЗ выполняется:

1) для повышения надежности и живучести подсистемы ТЗ применяется резервирование контроллеров, образующих МПУ ТЗ, с тем, чтобы при выходе из строя одного из них подсистема сохранила работоспособность.

Например, два или три контроллера выполняют одинаковую программу, получая одинаковую информацию и выдавая команды на одни и те же ИУ, или все защиты одного из нескольких одноименных механизмов (питательных насосов, дымососов) выполняются в одном контроллере, а защиты второго механизма

—
в другом.

По мере накопления опыта работы МПУ ТЗ критерии и способы резервирования контроллеров формулируются более четко;

2) способ формирования команды ТЗ на исполнительные устройства при резервировании контроллеров определяется при проектировании, исходя из требований достаточной надежности подсистемы и принятой структуры системы;

3) в случае резервирования контроллеров ввод сигналов всех датчиков осуществляется в каждый контроллер, для чего предусматривается устройство размножения сигнала дискретного или аналогового датчика, используется данный сигнал и в контроллерах других подсистем.

Ввод сигналов резервирующих друг друга датчиков в разные контроллеры и сравнение их по интерфейсным связям не имеет смысла, так как допустимое рассогласование сигналов датчиков в пределах их класса точности больше, чем недопустимое рассогласование сигналов процессоров этих контроллеров вследствие их внутренней погрешности.

75. Связи подсистемы ТЗ с другими подсистемами АСУ ТП организуются:

1) связи подсистемы ТЗ зависят от варианта выполнения подсистемы ТЗ относительно других подсистем АСУ ТП, подсистема ТЗ рассредоточена по разным контроллерам, в каждом из которых находятся и другие подсистемы АСУ ТП, объединенные по технологическому принципу, ТЗ котла

—
в контроллере управления котла, ТЗ турбины
—

в контроллере управления турбины, подсистема ТЗ реализована в отдельных контроллерах, которые образуют МПУ ТЗ, согласно рисунку 20 приложения к настоящим Методическим указаниям;

2) связь между элементами подсистемы ТЗ, рассредоточенными по разным контроллерам, а также связь с другими подсистемами АСУ ТП осуществляется через контроллерные сети или по кабелю через УСО контроллеров в зависимости от обеспечиваемых системой характеристик по надежности и быстродействию;

3) задача сбора и обработки входных сигналов для подсистемы ТЗ решается либо в рамках этой подсистемы, если она образует МПУ ТЗ, либо в общей подсистеме сбора и обработки информации, если подсистема ТЗ рассредоточена по разным контроллерам.

При необходимости обработанный в МПУ ТЗ сигнал передается в другие подсистемы в цифровой форме через контроллерные сети или по кабелю через УСО контроллеров.

Для задачи автоматического ввода и вывода защит, реализованных в МПУ ТЗ, допускается использование сигналов, обработанных в других подсистемах и принятых в МПУ ТЗ через контроллерные сети.

76. Связи подсистемы ТЗ с исполнительными устройствами организуются с учетом следующего:

1) связь подсистемы ТЗ с ИУ зависит от того, где организован узел приоритетов данного устройства, решающий, в частности, задачу запрета всех других командных воздействий на это устройство при поступлении на него команды от подсистемы ТЗ, согласно, рисунку 19 приложения к настоящим Методическим указаниям. В узле приоритетов организуется команда на привод ИУ;

2) наибольшая надежность связи обеспечивается при выполнении узла приоритетов в том же контроллере, где выполняются ТЗ, действующие на данное ИУ, но при этом в контроллер вводятся все команды более низких приоритетов, действующие на этот ИУ.

Если подсистема ТЗ рассредоточена по разным контроллерам, это требование выполняется внутри каждой технологической группы, ТЗ и ИУ этой группы располагаются в одном контроллере.

При выполнении ТЗ в МПУ ТЗ в нем выполняются узлы приоритетов всей арматуры с электромагнитным приводом, так как эта арматура сама выполняет защитные функции и имеет минимальное количество управляющих команд.

Узлы приоритетов остальных исполнительных устройств выполняются в рамках подсистемы управления, которая выполняется на МПТ или на традиционных средствах

;

3) при выполнении узла приоритетов на МПТ в рамках подсистемы управления АСУ ТП команды ТЗ передаются через контроллерные сети и/или по кабельной связи через УСО в эту подсистему, а для ответственных исполнительных устройств дублируются кабельной связью с выхода МПУ ТЗ на устройство;

4) при выполнении узла приоритетов на традиционных средствах в схеме управления "своего" ИУ команды ТЗ передаются в схему управления каждого устройства.

Глава 7. Требования к предоставлению информации

Параграф 1. Общие требования

77. В оперативном контуре БЩУ организуется светозвуковая аварийная сигнализация срабатывания каждой защиты. При срабатывании ТЗ основного оборудования (блока, котла и турбины) иногда сигнализируется наименование выполняемой программы действия ТЗ.

78. При последовательном срабатывании нескольких ТЗ обеспечивается оперативное и/или неоперативное однозначное определение ТЗ, сработавшей первой.

79. Для ТЗ, имеющих выдержку времени на срабатывание 20 секунд и более, выполняется предупредительная сигнализация о начале отсчета выдержки.

80. Для ТЗ, выполненных по схеме "два из двух" с использованием датчиков, контролирующих одну величину, сигнализируется факт срабатывания одного из двух датчиков подачей аварийного светового сигнала и предупредительных сигналов

— группового, светового и звукового. Сигнал отстраивается от возможной одновременности срабатывания датчиков.

При использовании датчиков, контролирующих разные значения одного параметра - предаварийное и аварийное (например, уровень в ПВД, уровень в демпферном баке) срабатывание только датчика предупредительной сигнализации не является неисправностью и не сигнализируется как неисправность ТЗ, но сигнализируется срабатывание одного датчика, настроенного на аварийную уставку.

81. Для ТЗ, выполненных по схеме "два из трех", сигнализируется факт срабатывания одного датчика - предупредительные световой и звуковой сигналы. Сигнал отстраивается от возможной одновременности срабатывания датчиков.

82. При срабатывании ТЗ выдается инициативная информация в задачи РАС и КДЗ, если они предусмотрены проектом.

83. В оперативном контуре БЩУ в рамках общей проектной концепции организуется сигнализация положения или состояния ИУ, на которые действуют ТЗ.

84. Дополнительно к сигналам, указанным в пунктах 86

91 настоящих Методических указаний, на блочном щите управления (далее - БЩУ) организуется сигнализация:

- 1) неисправности электропитания схем ТЗ;
- 2) состояния устройств режимного ввода ТЗ;
- 3) неисправности цепей электромагнитов стопорных клапанов турбины;
- 4) результатов опробования ТЗ при применении специальной системы опробования.

Параграф 2. Выполнение ТЗ на релейной аппаратуре

85. Срабатывание каждой ТЗ сигнализируется загоранием табло с наименованием данной ТЗ и звуковым аварийным сигналом. Для ТЗ, отключающих основное оборудование или снижающих его нагрузку, дополнительно одновременно с табло сработавшей ТЗ загорается табло с наименованием выполняемой программы, если это предусмотрено проектом.

86. Защита, сработавшая первой и явившаяся первопричиной отключения оборудования, определяется по срабатыванию ее указательного реле, контакт которого размыкается только при механическом воздействии персонала. Указательные реле защит, срабатывание которых является следствием останова оборудования, не срабатываются, так как при срабатывании выходных реле данной группы ТЗ с них снимается напряжение. Организация шинки питания указательных реле (ЕФН), показана на рисунках 14 и 15 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

87. Сигнализация начала отсчета выдержки времени ТЗ выполняется на отдельных табло или на табло данной ТЗ с предупредительным звуковым сигналом.

88. Сигнал срабатывания одного из датчиков защиты при использовании в защите двух или трех датчиков одного параметра организуется:

1) в защите, действующей по схеме "два из трех", согласно, рисунку 15 приложения к настоящим Методическим указаниям, срабатывание одного из трех датчиков не приводит к отказу защиты и свидетельствует о неисправности в ее цепях. В этом случае включается предупредительный сигнал от контактов реле КЛН. Сигнал выполняется с выдержкой времени, обеспечивающей отстройку от разновременного правильного срабатывания датчиков защиты. Сигнал выполняется групповым. В этом случае организуется центральная выдержка времени в схеме сигнализации;

2) в защите, построенной по схеме "два из двух", срабатывание одного из двух датчиков является как следствием ложного срабатывания этого датчика, т.е. неисправности в цепях защиты, так и следствием несрабатывания второго датчика, т.е. появлением аварийной ситуации;

3) сигнализация для схемы "два из двух" организуется следующим образом

включается аварийное табло данной защиты и групповое табло "Сработал один из двух датчиков защиты";

4) оператор по другой оперативной информации оценивает ситуацию на оборудовании и принимает соответствующие меры;

5) схема организации такой сигнализации приведена на рисунке 21 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям. При выполнении схемы сигнализации учитывается, при правильной работе схемы срабатывание обоих датчиков происходит одновременно. Разновременность работы датчиков не приводит к включению сигнала неисправности. Для этого предусматривается групповое реле времени KLT с выдержкой времени до 20 секунд. Если по истечении заданной выдержки времени второй датчик защиты не сработает, включаются промежуточные реле 1KLTH1, 1KLTH2 и затем реле 2KLTH. Последнее включает групповое табло "Сработал один из двух датчиков защиты";

6) реле типа 1KLTH1, 1KLTH2 включается аварийное табло той защиты, один из датчиков которой сработал, и реле сигнализации типа KLN1 (KLN...), которое встает на самоудерживание и размыкающим контактом отключает реле времени типа KLT. Таким образом KLT оказывается готовым к приему нового сигнала;

7) реле включения группового сигнала типа 2KLTH остается включенным через цепь самоудерживания и контакты реле типа KLN1 (KLN) и держит включенным групповое табло до устранения неисправности датчика.

89. В оперативном контуре предусматривается сигнализация потери напряжения постоянного или переменного тока в цепях ТЗ и сигнал потери напряжения на датчиках ТЗ.

90. Световая сигнализация состояния устройств автоматического ввода и положения переключателей режимного ввода ТЗ выполняется любым понятным персоналу способом - на табло, лампочках, светодиодах - отдельно для каждого устройства ввода. Состояние ремонтного вывода специальными средствами не сигнализируется.

Параграф 3. Выполнение ТЗ на УКТЗ

91. Сигнализация срабатывания ТЗ и определение первопричины отключения оборудования на УКТЗ организуется с помощью световых табло так же, как и в релейных схемах, согласно, пунктам 95 и 96 настоящих Методических указаний. Сигнал о срабатывании ТЗ формируется контактом реле-повторителя указательного реле типа КН1 в блоке БЗ. Факт срабатывания одного из двух датчиков сигнализируется контактом указательного реле типа КН2 в блоке БЗ-2М.

Табло выполняемой программы включается контактом группового указательного реле.

92. На лицевых панелях блоков БЗ устанавливаются светодиоды, сигнализирующие срабатывание каждого датчика защиты и самой защиты.

93. Сигнализация срабатывания одного из трех датчиков защиты организуется по тому же принципу, что и на реле с групповым табло и централизованной выдержкой времени, согласно пункту 98 настоящих Методических указаний.

94. Для формирования сигнала на групповое табло "Сработал один из двух датчиков защиты" и централизованной выдержки времени для отстройки от одновременной работы датчиков предусмотрен специальный блок типа БС. Для всех ТЗ предусматривается один БС, который устанавливается в шкафу общешлюсовых ТЗ и включается в схему общешлюсовых ТЗ.

Принцип организации сигнализации на БС показан на рисунке 22 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

При срабатывании одного входного реле в блоке БЗ-2М, если другое не сработало, срабатывает реле КЛН1 в этом блоке и подается напряжение на шинки сигнализации срабатывания одного прибора типа ЕFN2 и ЕFN3, при этом запускается устройство счета времени типа АТ1 в БС.

Если до истечения заданной выдержки времени второе входное реле в БЗ-2М не сработало и напряжение с шинки типа ЕFN2 не отключилось, срабатывает устройство счета времени и реле типа КЛТ1 в БС. При этом реле типа КЛТ1 включает реле типа КЛН1, контактом которого включается групповой сигнал "Сработал один из двух датчиков защиты". Кроме того, от контакта реле типа КЛН1 с небольшой задержкой срабатывает реле КЛ2, контактом которого включается реле типа КЛ1. Контакты реле типа КЛ1 задействуются для организации шинки типа ЕFN1 в каждом шкафу УКТЗ, в котором устанавливаются блоки типа БЗ-2М. Если количество контактов типа КЛ1 меньше, чем количество шкафов, один из контактов размножается в блоке размножения.

При подаче напряжения на шинки типа ЕFN1 во всех шкафах в том БЗ-2М, где сработало реле типа КЛН1, срабатывает реле типа КЛН2, фиксирующее неисправность данной ТЗ. При этом загорается табло данной ТЗ, снимается напряжение с шинки типа ЕFN2 и отпадает реле типа КЛТ1 в БС.

95. Для организации информации при опробовании ТЗ в оперативном контуре предусматривается:

1) групповое табло "Отмена опробования" при срабатывании не опробуемой защиты;

2) табло "Нарушение режима опробования" при задержке на 10 минут опробования одной ТЗ.

96. В оперативном контуре организуются групповые табло, сигнализирующие возникновение неисправностей электропитания схем:

1) табло "Неисправность питания ТЗ"

—
при исчезновении постоянного тока напряжением 220 В на одном из вводов вводного шкафа питания или при отклонении напряжения 24 В постоянного тока за любым из источников питания любого шкафа УКТЗ на 10 % номинального;

2) табло "Земля в цепях питания ТЗ"

—
при появлении "земли" в цепях 24 В любого шкафа УКТЗ.

Параграф 4. Выполнение ТЗ на микропроцессорной технике

97. Микропроцессорное устройство, реализующее подсистему ТЗ обеспечивает выдачу в оперативный контур управления следующей информацией:

1) при срабатывании ТЗ

—
наименование сработавших защит, наименование выполняемой программы (необходимость уточняется при проектировании);

2) по факту появления информации

—
начало работы защиты с большой выдержкой времени, срабатывание одного из нескольких дискретных датчиков или отказ любого из аналоговых датчиков одного параметра (с выдержкой времени до 1,5 секунды), автоматический ввод и/или вывод ТЗ, изменение состояния ремонтного вывода, повреждение канала связи, повреждение МПУ ТЗ, начало и окончание опробования ТЗ;

3) по санкционированному запросу

—
состояние устройства автоматического ввода, состояние ремонтного вывода защиты - перечень защит, выведенных "на сигнал".

98. В неоперативном контуре управления на рабочем месте начальника смены цеха АСУ ТП представляется следующая информация:

1) при срабатывании ТЗ

—
наименование защиты, сработавшей первой, и всех сработавших защит, наименование выполняемой программы;

2) по факту появления информации

—
срабатывание одного из нескольких дискретных датчиков или отказ любого из аналоговых датчиков одного параметра (с выдержкой времени до 1,5 секунды), автоматический ввод и вывод ТЗ, изменение состояния ремонтного вывода, повреждение канала связи, повреждение МПУ ТЗ, результаты опробования ТЗ;

3) по санкционированному запросу

—

состояние устройства автоматического ввода, состояние ремонтного вывода защиты, выдержка времени, реализованная для данной защиты, уставка срабатывания, реализованная для данной защиты в натуральных единицах измерения, тип повреждения МГТУ ТЗ с расшифровкой номера отказавшего модуля.

99. Микропроцессорное устройство, реализующее подсистему ТЗ фиксируется в собственном архиве с выводом на печатающее устройство или передается в подсистему регистрации следующую информацию о работе и состоянии МПУ ТЗ с указанием времени возникновения события или времени поступления запроса:

- 1) срабатывание защиты или нескольких защит;
- 2) автоматический ввод и вывод ТЗ;
- 3) изменение состояния ремонтного вывода;
- 4) перевод МПУ ТЗ или отдельных защит в режим опробования, результаты опробования;
- 5) повреждение МПУ ТЗ, канала связи с датчиком или исполнительным устройством, исполнительного устройства или датчика;
- 6) перечень защит, выведенных из работы ремонтным выводом;
- 7) перечень уставок срабатывания для всех каналов с аналоговыми датчиками;
- 8) перечень выдержек времени всех защит;
- 9) выполнение программы ТЗ.

При выполнении подсистемы ТЗ в составе общей АСУ ТП информация для регистрации передается в общую подсистему регистрации АСУ ТП.

Глава 9. Организация схем опробования ТЗ

Параграф 1. Общие требования

100. Схемы ТЗ осуществляется техобслуживание ТЗ путем их периодического опробования как на остановленном, так и на действующем оборудовании. На остановленном оборудовании ТЗ опробуются как с действием на исполнительные устройства, так и с действием только "на сигнал". На действующем оборудовании ТЗ опробуются только "на сигнал".

101. Опробование ТЗ на остановленном оборудовании проводится таким образом, чтобы охватить больше элементов, включая датчики.

102. Опробование ТЗ на действующем оборудовании проводится путем имитации признака аварийной ситуации на датчике, или подачей дискретного сигнала на вход схемы ТЗ от датчика или от специального имитирующего устройства.

103. Опробование ТЗ включает в себя опробование световой аварийной сигнализации.

Параграф 2. Выполнение ТЗ на релейной аппаратуре

104. Для опробования ТЗ в полном объеме на остановленном оборудовании никаких специальных устройств не предусматривается.

105. При опробовании ТЗ "на сигнал" устройство ремонтного вывода переводится в положение "Отключено".

Организация схемы опробования ТЗ "на сигнал" в электрической схеме включения выходных реле останова котла, показана на рисунке 16 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям. При появлении дискретного сигнала от датчика ТЗ срабатывает ее указательное реле, согласно, рисункам 14 и 15 приложения к настоящим Методическим указаниям, и проверяется ее табло. Цепь выходного контакта ТЗ и срабатывание выходных реле программы при этом не контролируется. Выходной контакт ТЗ контролируется косвенно, так как контактом того же реле включается указательное реле.

106. Схема опробования одного из двух электромагнитов отключения турбины при двухканальной схеме защит, согласно параграфу 7 главы 4 настоящих Методических указаний, представлена на рисунке 23 согласно приложению к настоящим Методическим указаниям. При переводе возвратного ключа типа SAG1 в положение "Опробование YA1" реле типа KLC1 включает электромагнит золотника испытания типа YAS1, который блокирует воздействие YA1 на маслосистему управления турбиной.

После включения YAS1 при нажатом ключе типа SAG1 срабатывает реле KLC2, контактами которого:

- 1) рвется цепь включения реле типа KCTS2, включающего второй электромагнит отключения турбины (YA2);
- 2) включается реле типа KCTS1 включения электромагнита типа YA1;
- 3) включается реле выдержки времени типа KT1.

При успешном включении YA1 уменьшается давление в линии защиты, в результате чего включается реле типа KQ1 и появляется сигнал "Снижение давления в линии защиты при испытании", одновременно подается команда на реле типа KLZ1, снимающее напряжение с электромагнита типа YA1, а также включается цепь самоудерживания реле типа KLC1.

Для окончания опробования ключ типа SAG1 переводится в нейтральное положение. После восстановления давления в линии защиты реле типа KQ1 возвращается в исходное состояние, что приводит к снятию команды с электромагнита типа YAS1. Золотник испытания также возвращается в исходное состояние.

При отказе электромагнита типа YA1 срабатывает реле типа KT1, подается сигнал "Неисправность электромагнита отключения турбины" и контактами реле типа KLZ1 снимается напряжение с электромагнита типа YA1.

Параграф 3. Выполнение ТЗ на УКТЗ

107. В номенклатуру блоков УКТЗ входит блок типа БО, позволяющий проверить исправность блоков, в которых реализован алгоритм ТЗ, как на работающем, так и на остановленном оборудовании, проверяется исправность цепей аварийной технологической сигнализации, выполненной на табло типа ТСС. При этом проверяется аппаратура блоков и их разъемы до выходных реле и устройства сигнализации без контроля исправности звукового сигнала.

108. Дискретный сигнал на вход опробуемого блока подается от датчика ТЗ, или от специального реле опробования, шунтирующего контакт датчика.

109. Режимы опробования ТЗ или ее элементов:

1) от контакта датчика до исполнительного устройства

—
без применения системы опробования;

2) от контакта датчика "на сигнал" с устройством ремонтного вывода в положении "Сигнал"

—
без применения системы опробования;

3) от контакта одного из нескольких датчиков до входного реле в БЗ-2М или в БЗ-3М - без применения системы опробования;

4) от контакта датчика до цепей выходных реле с устройством ремонтного вывода в положении "Отключение"

—
с применением системы опробования при положении "Внешнее опробование" переключателя SAC1, согласно рисунку 24 приложения к настоящим Методическим указаниям;

5) от контактов реле опробования до исполнительного устройства с устройством ремонтного вывода в положении "Отключение"

—
с применением системы опробования при положении "Отключено" переключателя SAC1;

6) от контактов реле опробования до цепей выходных реле с устройством ремонтного вывода в положении "Отключение"

—
с применением системы опробования при положении "Опробование" переключателя SAC1.

110. Для опробования ТЗ от контактов реле опробования в каждом шкафу УКТЗ устанавливается свой БО, с помощью которого опробуются все ТЗ, реализованные на блоках данного шкафа.

Если ТЗ, реализованные в одном шкафу, имеют разные автоматы питания, они разбиваются на группы, каждая из которых опробуется отдельно. В каждую группу входят до пяти групп параллельно включенных выходных реле, реализующих одну

программу действия. Параллельно каждой группе выходных реле ТЗ подключается выходное реле опробования KS. Если схема ТЗ имеет больше пяти программ действия, организуется несколько, но не более 3 групп опробования, например, для схемы ТЗ турбины организуется группа собственно ТЗ турбины и группа технологических ТЗ генератора.

111. Выбор опробуемой группы ТЗ осуществляется переключателем типа SAC2, который подключается к БО цепи выбранной группы ТЗ. Команда на начало опробования подается переключателем типа SAC1, согласно, рисунку 24 приложения к настоящим Методическим указаниям.

При этом контактом реле типа KS1 отключается напряжение 24 В постоянного тока с шинки типа EFS питания выходных реле защит. После подтверждения обесточения шинки типа EFS на нее подается пониженное напряжение 6 В постоянного тока контактом реле типа KSV1, которое другим контактом подает напряжение 24 В с шинки типа EF3 на шинку типа ES опробования ТЗ данной группы.

Опробование каждой ТЗ производится путем нажатия кнопки 5B2 в соответствующем БЗ. При этом реле опробования в этом блоке (типа KS) шунтирует контакт датчика, срабатывается вся аппаратура в БЗ, срабатывается реле контроля опробования данной программы типа KSA, срабатывается схема опробования табло.

При успешном опробовании на БЗ и БО загораются светодиоды, сигнализирующие исправность цепей защиты и аварийной сигнализации.

Подключение одного табло типа ТСС-66М к аппаратуре в БО, показано на рисунке 24 (лист 6) согласно приложению к настоящим Методическим указаниям. В схеме сигнализации предусматриваются реле типа KL1 и KL2, которые в режиме опробования отключают шинку съема мигания типа EPDT и шинку звуковой аварийной сигнализации типа EHPT. При опробовании ТЗ ее указательное реле типа KH1 подает напряжение на шинку типа EHPTF и в БО срабатывается реле типа KLN2. После срабатывания реле типа K1 в табло его лампы подключаются к шинке мигания. Размыкающим контактом реле типа KLN2 отключается реле типа KLN3, после чего включается реле типа KLN1, которое подает напряжение на шинку типа EPDTF. Вследствие этого срабатывает реле типа K2 в табло, переводит лампы на ровное свечение и отключает реле типа K1, что вызывает отключение реле типа KLN2. Отключенное состояние типа KLN2 при включенном типа KLN1 свидетельствует об исправности аппаратуры табло, что и фиксируется реле контроля исправности цепей сигнализации типа KSH1 в БО.

Опробование данной защиты заканчивается нажатием на кнопку съема опробования типа SB1 в БО. При этом разбирается схема опробования данного БЗ и соответствующего табло.

112. При срабатывании неопробуемой ТЗ подается напряжение на шинку отмены опробования типа (ESD). При этом срабатывает реле отмены опробования типа KST1 в

БО. Контакты реле типа KST1 всех блоков БО задействованы на включение центральных реле отмены опробования типа KST1 KST3 в схеме общешлюсовых защит. Контактными этими реле отключается питание всех БО. При этом восстанавливается рабочее состояние всех схем ТЗ и аварийной сигнализации.

Для повышения надежности схемы отмены опробования команда на включение этих реле подается не только от указательного реле сработавшей ТЗ через реле отмены опробования типа (KST) в соответствующем БО, но и от выходных реле, на которые подает команду сработавшая ТЗ. Кроме того, центральные реле отмены опробования включаются при ручном останове котла или турбины.

113. Для опробования ТЗ, имеющих автоматический ввод, при отсутствии условий ввода в БВЗ предусмотрены кнопки ручного ввода и вывода ТЗ.

114. В оперативном контуре предусмотрены:

1) групповое табло "Отмена опробования" при срабатывании не опробуемой защиты;

2) табло "Нарушение режима опробования" при задержке на 10 минут опробования одной ТЗ.

Параграф 4. Выполнение ТЗ на микропроцессорной технике

115. Микропроцессорные устройства отличаются от других технических средств наличием непрерывной самодиагностики и диагностики исправности и достоверности входных сигналов и выходных команд. Опробование ТЗ, выполненных на МПТ, производится реже и в другом сокращенном объеме по сравнению с ТЗ, выполненными на традиционных средствах.

До выхода специальных нормативно-технических документов, регламентирующих опробование ТЗ на МПТ, выполняется опробование без применения специальных устройств или программ опробования. Опробование ТЗ проводится имитацией признака аварийной ситуации на датчике при введенном или выведенном устройстве ремонтного вывода.

Глава 10. Размещение элементов схем ТЗ

116. Элементы схем ТЗ размещаются в панелях и шкафах по технологическому принципу. Например, ТЗ котла, ТЗ пароводяного тракта, ТЗ турбины, ТЗ блока, локальные ТЗ котла и так далее.

117. Разные датчики одного параметра, участвующие в ТЗ, размещаются на разных стендах и их сигналы передаются по разным кабелям.

118. При двухканальном выполнении ТЗ элементы схем разных каналов размещаются в разных панелях.

119. Переключатели, участвующие в схемах ТЗ, и ключи отключения оборудования размещаются на пультах управления соответствующим оборудованием в дальнем от оператора ряду аппаратуры.

120. Автоматы питания и устройства контроля напряжения устанавливаются в панелях и шкафах, где располагается питаемая аппаратура, или в специальных шкафах питания.

121. При размещении элементов схем ТЗ в общих панелях с элементами схем других подсистем для них выделяется часть ряда зажимов с ясной отличительной маркировкой.

Глава 11. Требования к организации электропитания схем ТЗ

122. Электропитание схем ТЗ многократно резервируется и не пропадает полностью при исчезновении напряжения собственных нужд ТЭС.

123. Электропитание датчиков, участвующих в схемах ТЗ, и основных исполнительных устройств ТЗ имеет высокую надежность такую же, как для электрических схем ТЗ.

124. При исчезновении напряжения собственных нужд ТЭС обеспечивается аварийный останов оборудования - отключение подачи топлива в котел, закрытие стопорных клапанов и клапанов на линиях отбора турбины, включение в работу аварийных маслонасосов смазки турбоагрегата и уплотнений вала генератора, срабатывание (при необходимости) предохранительных клапанов на свежем паре котла. С этой целью соответствующие ИУ выполняются с электропитанием на постоянном токе.

Команда на останов оборудования при исчезновении напряжения собственных нужд организуется либо дистанционно от специальной кнопки в оперативном контуре, либо автоматически по факту потери напряжения.

125. Технологические защиты не срабатывают ложно при кратковременном (на время АВР) исчезновении напряжения собственных нужд или при самозапуске электродвигателей собственных нужд.

126. Контролируется наличие напряжения питания всех элементов системы ТЗ с сигнализацией в оперативном контуре отклонения напряжения за допустимые пределы.

127. Электропитание разных датчиков одного параметра выполняется от разных вводов питания. При двухканальном выполнении ТЗ электропитание датчиков и аппаратуры, относящихся к разным каналам, выполняется от разных вводов питания.

128. Требования к электропитанию ТЗ, выполненных на релейной аппаратуре:

1) электропитание схем ТЗ осуществляется напряжением 220 В постоянного тока от блочной аккумуляторной батареи. Ввод напряжения питания на панели защит выполняется от двух независимых секций с ручным переключением питающего ввода и контролем напряжения за переключателем;

2) в случае отсутствия аккумуляторной батареи (например, в котельных, расположенных отдельно или вдали от аккумуляторной батареи) схемы защит получают питание напряжением 220 В переменного тока. Отсекающие клапаны на линии подвода газа и мазута к котлу, выполняющие защитные функции, закрываются дистанционно путем подачи на электромагнит защелки клапана напряжения 220 В постоянного тока от батареи конденсаторов, предварительно заряженных через специальный блок выпрямления и заряда.

Для электромагнита каждого отсечного клапана (газового и мазутного) предусматривается отдельная батарея конденсаторов, на каждый котел - индивидуальный блок заряда.

При появлении любой команды на закрытие клапана электромагнит защелки ставится под напряжение разряда батареи конденсаторов. При потере напряжения переменного тока реле контроля напряжения с задержкой около 2 секунд (для отстройки от АВР питающего напряжения) замыкающим контактом подает команду на закрытие клапана. Запасенной энергии конденсаторов достаточно для срабатывания электромагнита защелки, в результате чего закрывается отсечной клапан на газе и котел останавливается;

3) каждая группа ТЗ получает питание от отдельного автомата питания с контролем наличия напряжения за ним. В оперативном контуре организуется групповое табло "Нет питания схем ТЗ", которое загорается при понижении напряжения питания любой группы ТЗ до нижнего допустимого предела (187 В);

4) для облегчения поиска "земли" в цепях постоянного тока, относящихся к ТЗ, вывод из панели ТЗ к панелям или датчикам, расположенным в другом помещении организовывается через испытательный зажим.

129. Требования к электропитанию ТЗ, выполненных на УКТЗ:

1) основным напряжением питания малогабаритных реле, на базе которых выполнены УКТЗ, является напряжение 24 В постоянного тока.

Для питания реле в каждом шкафу защит устанавливаются два вторичных источника питания 24/10, преобразующие напряжение 220 В переменного тока в 24 В постоянного тока. Один из источников питания является рабочим, другой - резервным.

В каждом шкафу защит устанавливается блок контроля питания (далее

БКП), который обеспечивает контроль наличия напряжения 24 В постоянного тока на шинах и отклонения его за допустимые пределы, а также контроль появления "земли" в цепях 24 В постоянного тока.

Два блока образуют кассету питания схемы защит;

2) электропитание контактов датчиков выполняется как на напряжении 24 В, так и на напряжении 220 В постоянного тока, согласно параграфу 2 главы 8 настоящих Методических указаний;

3) для обеспечения необходимых уровней напряжения в шкафах защит предусматривается вводной шкаф питания, входящий в комплект УКТЗ. Вводной шкаф имеет стандартное исполнение и рассчитан на подсоединение до 11 шкафов защит.

130. К вводному шкафу питания подводятся:

1) два независимых ввода от щита постоянного тока 220 В;

2) два независимых ввода переменного напряжения 380 В;

3) переменное напряжение 380 В от аварийного источника питания - автомат бесперебойного питания (далее
—
АБП).

АБП обеспечивает питание шкафов защит при потере напряжения собственных нужд путем преобразования напряжения 220 В постоянного тока блочной аккумуляторной батареи в напряжение 380 или 220 В переменного тока.

В случае использования АБП с трехфазным выходным напряжением резервные блоки питания в шкафах защит подключаются таким образом, чтобы все три фазы АБП были загружены равномерно.

Автомат бесперебойного питания в комплект УКТЗ не входит и заказывается отдельно.

Во вводном шкафу питания обеспечивается АВР вводов 380 В переменного тока и вводов 220 В постоянного тока а также предусмотрен источник питания 6 В постоянного тока для организации цепей опробования.

Во вводном шкафу питания установлено устройство контроля изоляции, которое специальным переключателем подключается к цепям 24 В любого шкафа вместо блока контроля питания этого шкафа.

131. Требования к электропитанию ТЗ, выполненных на базе МПУ:

1) электроснабжение МПУ ТЗ обеспечивается

—
основное

—
через АВР от двух независимых вводов сети переменного тока напряжением 380/220 В частоты 50 Гц, резервное

—
от двух независимых вводов постоянного тока напряжением 220 В, инвертированным через АБП.

Количество АБП, их загрузка и подключение определяются при проектировании;

2) работоспособность устройств обеспечивается при наличии напряжения заданного качества хотя бы на одном из вводов;

3) при АВР питающего напряжения переменного тока с потерей напряжения на время до 1,0 с не возникает ложных срабатываний защит и потери информации в памяти МПУ ТЗ;

4) при полном исчезновении питания или отклонении его за заданные пределы (плюс 10 % — 15 %) на время более 1,0 секунды МПУ ТЗ отключается с выдачей сигнала об отключении или (по заказу) с выдачей сигнала на останов оборудования. Повторное включение МПУ ТЗ будет санкционированным. При подаче напряжения питания или появлении его после перерыва не формируются ложные выходные команды контроллера.

Приложение
к Методическим указаниям
по выполнению
технологической защиты
теплоэнергетического
оборудования на тепловых
электростанциях

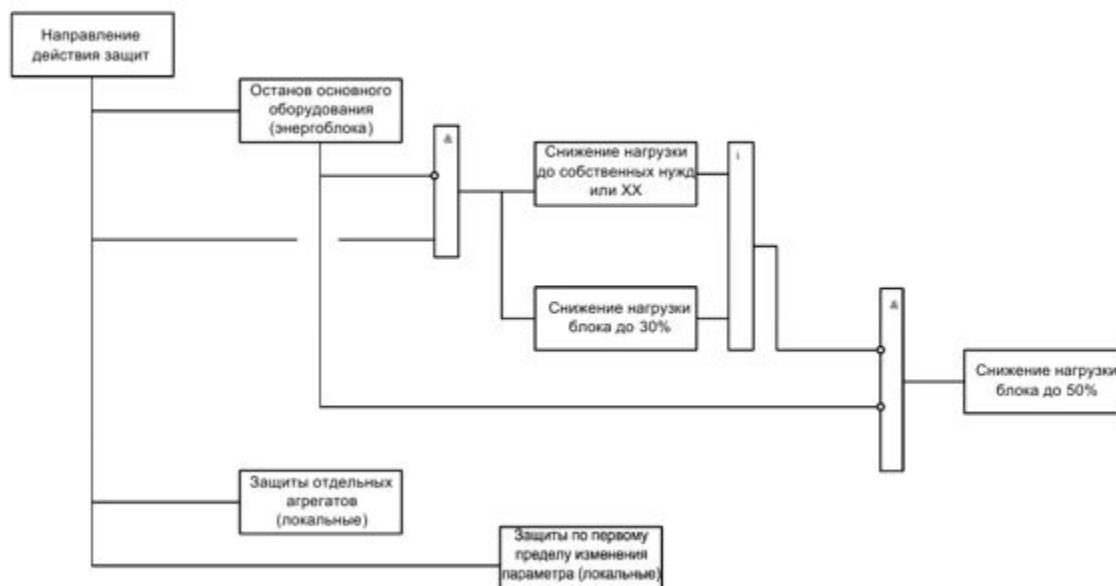


Рисунок 1. Классификация защит по направлению действия.

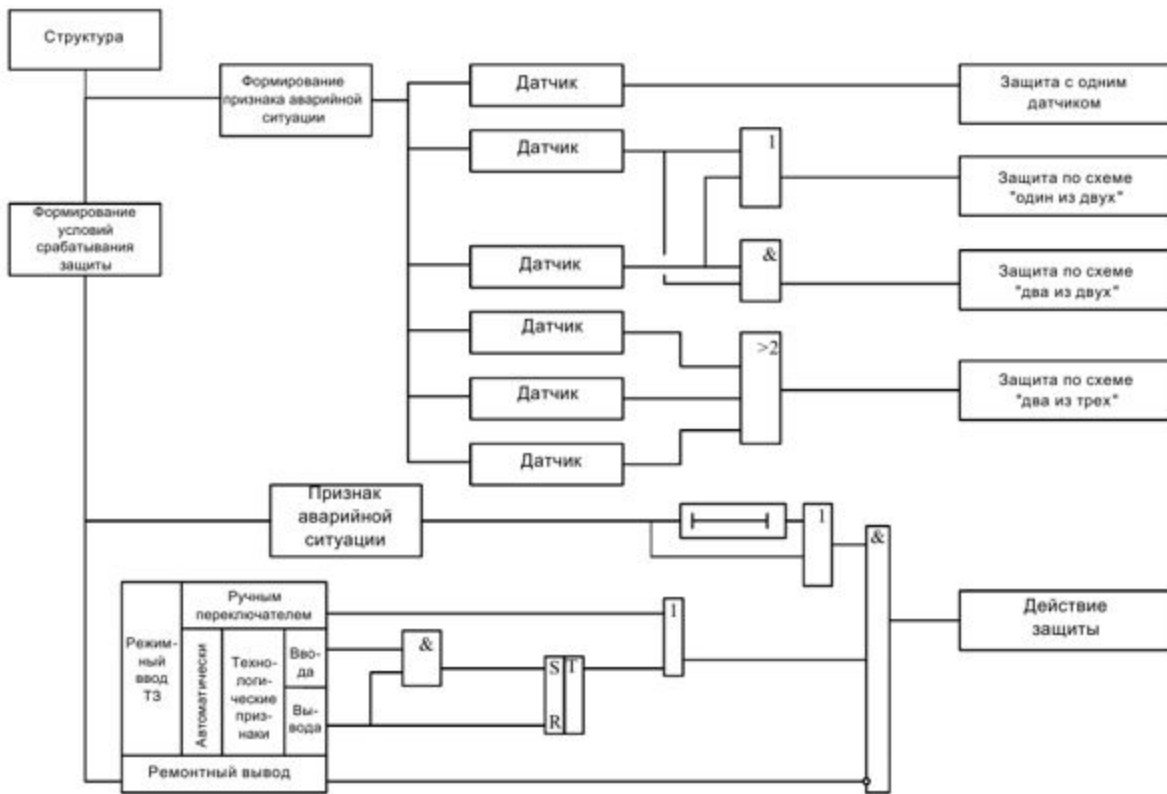


Рисунок 2. Классификация защит по количеству датчиков и структуре.

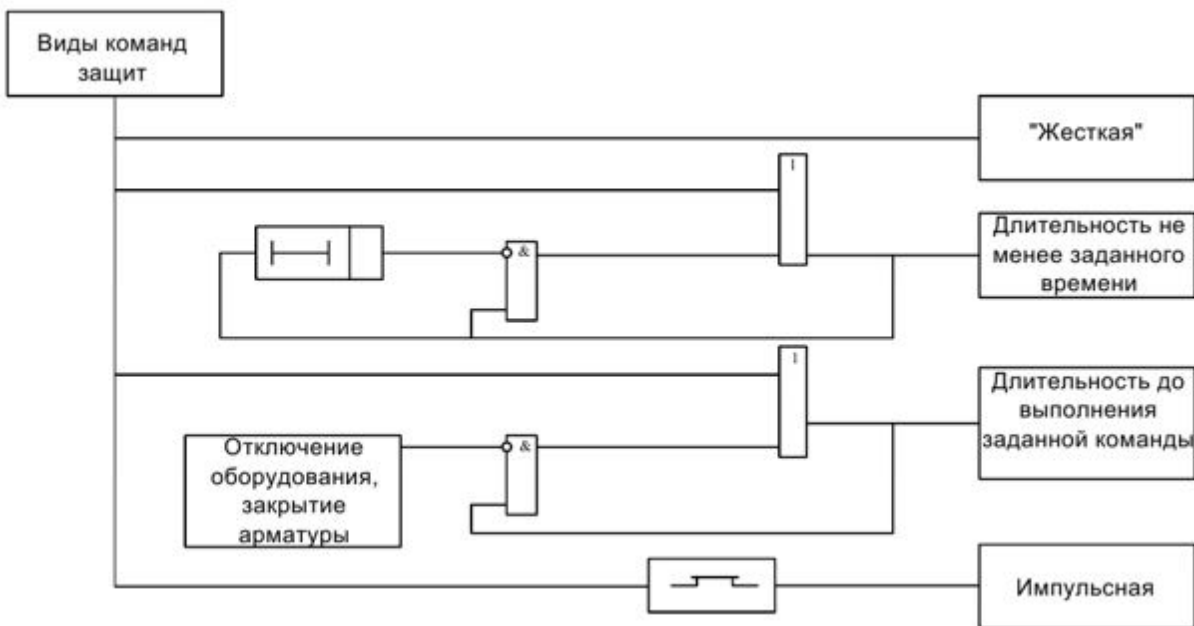


Рисунок 3. Классификация защит по виду команды.

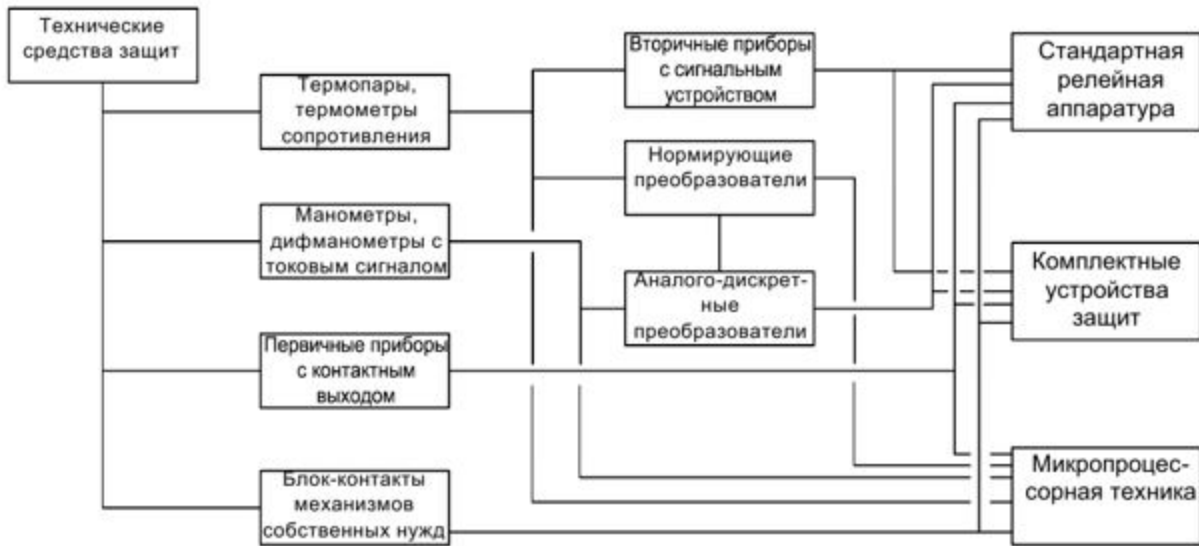
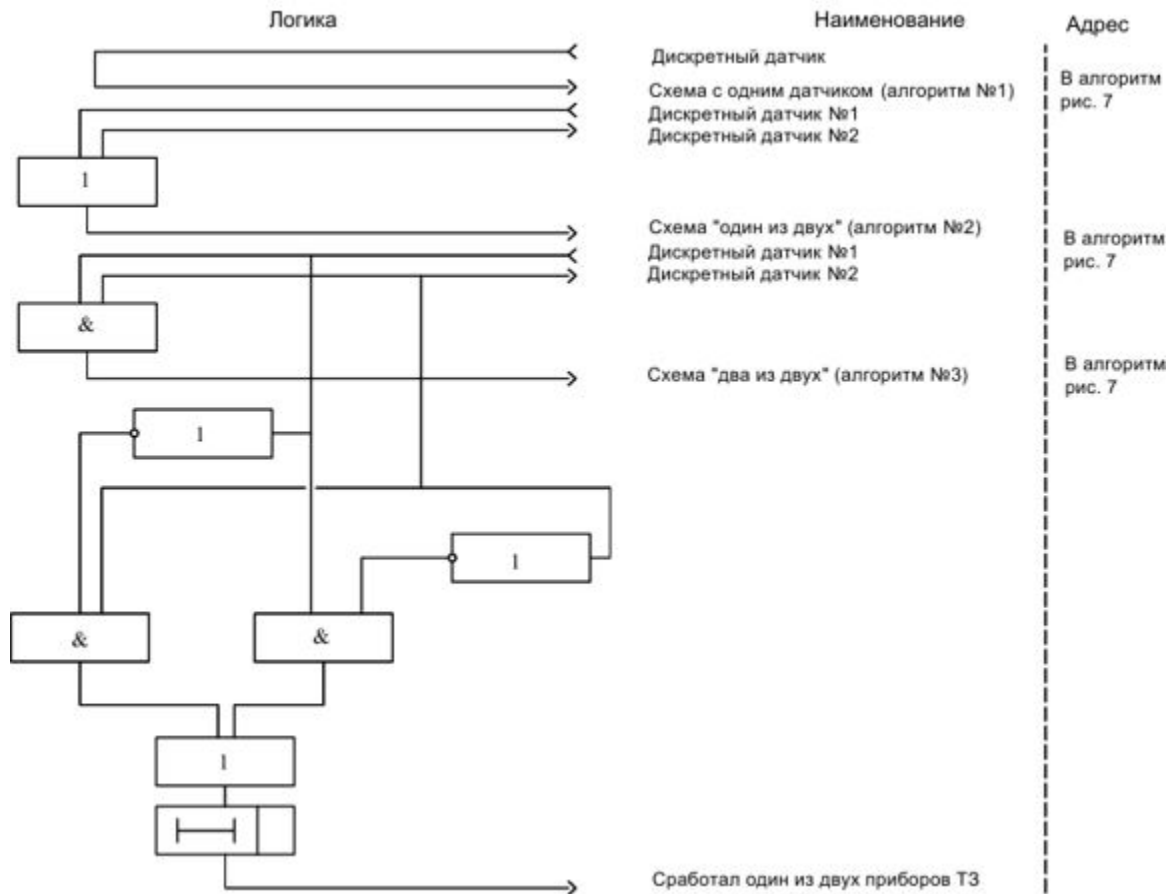


Рисунок 4. Классификация защит по техническим средствам.



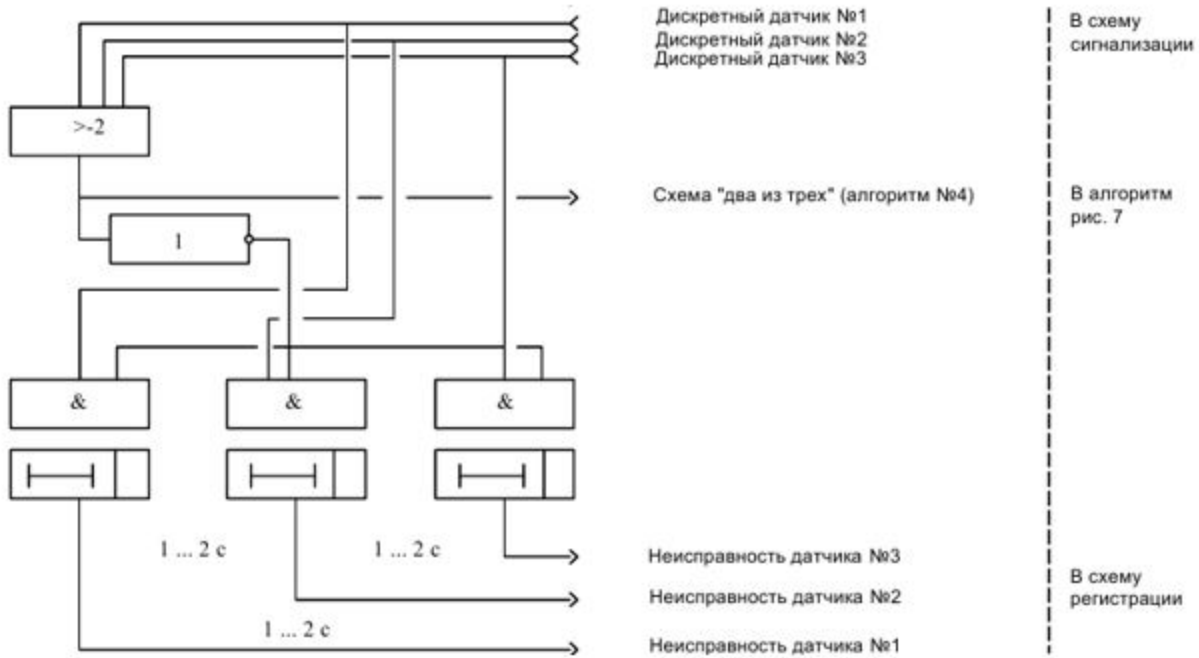


Рисунок 5. Алгоритм формирования признака возникновения аварийной ситуации от датчиков дискретного сигнала.

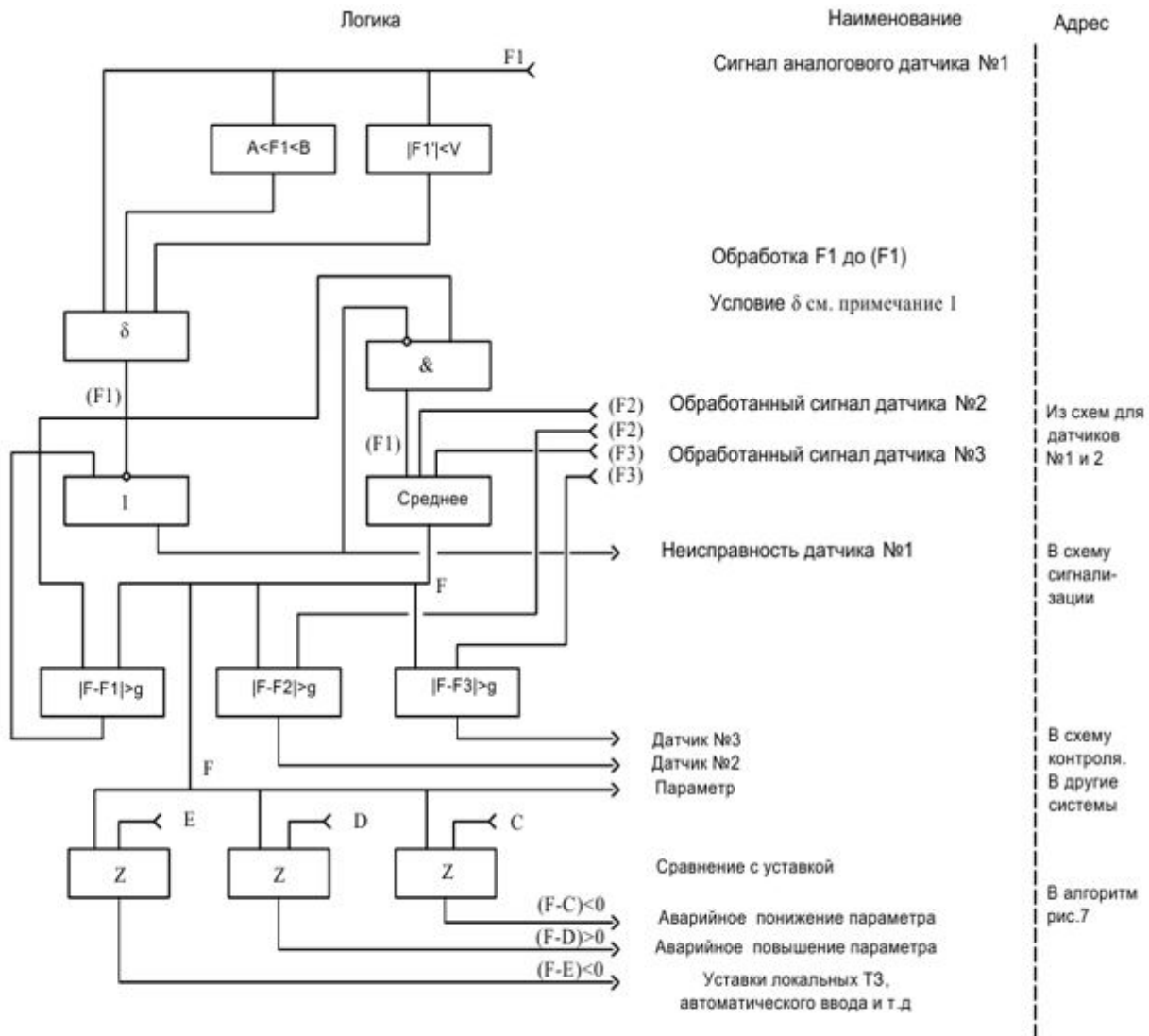


Рисунок 6. Алгоритм обработки аналоговых сигналов датчиков одного параметра.

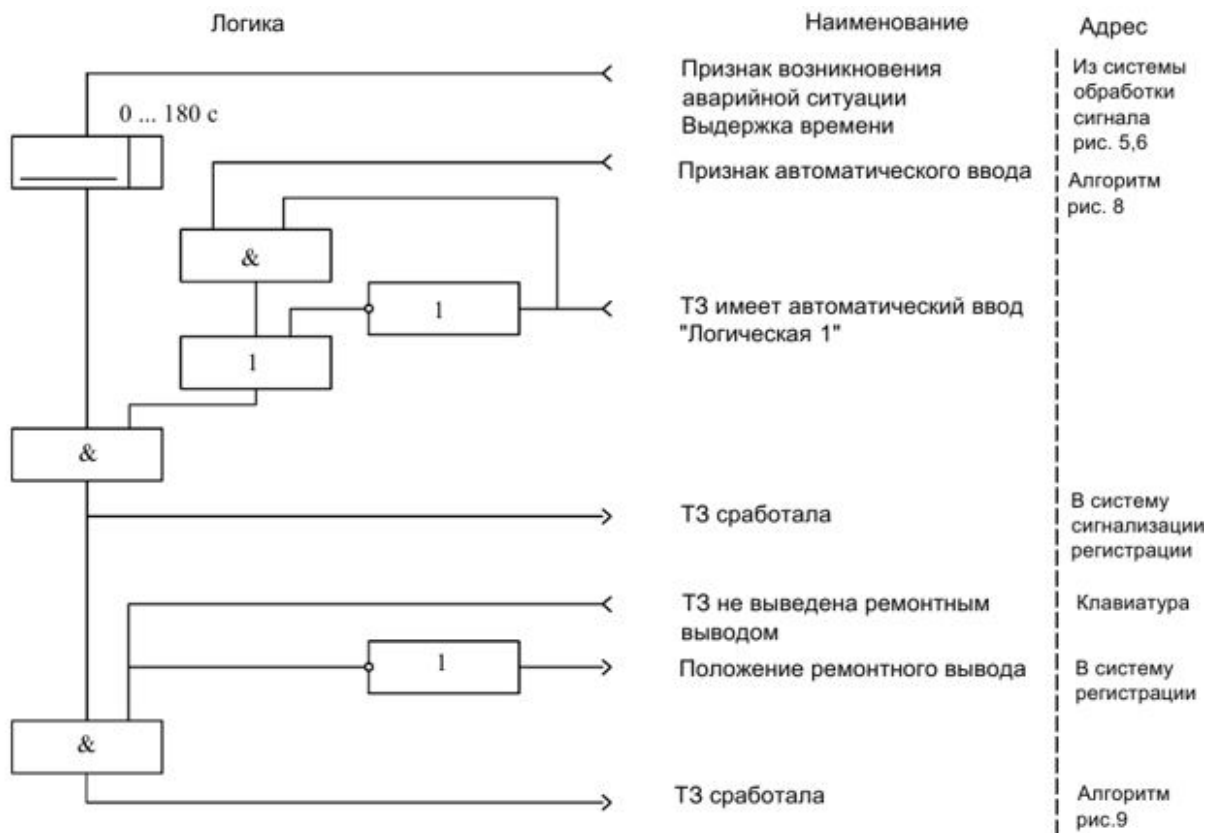


Рисунок 7. Алгоритм формирования условий срабатывания ТЗ.

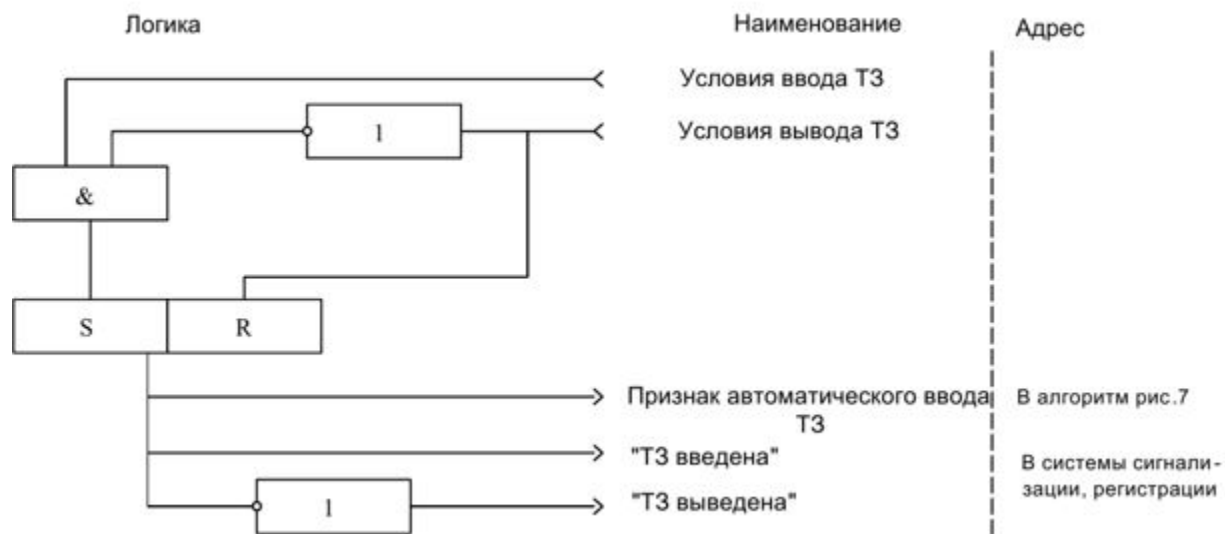


Рисунок 8. Алгоритм формирования признака автоматического ввода ТЗ.

Рисунок 10. Алгоритм организации двухканальной схемы защит.

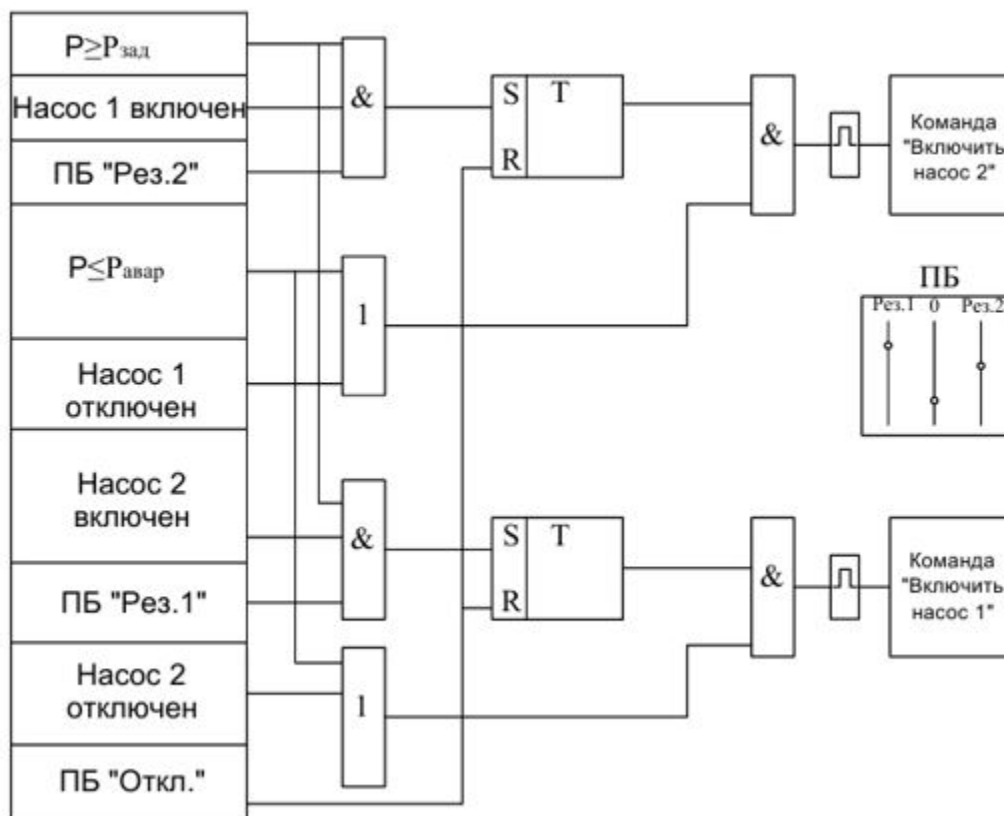


Рисунок 11. Алгоритм АВР двух насосов с общим переключателем и контролем давления в напорной магистрали.

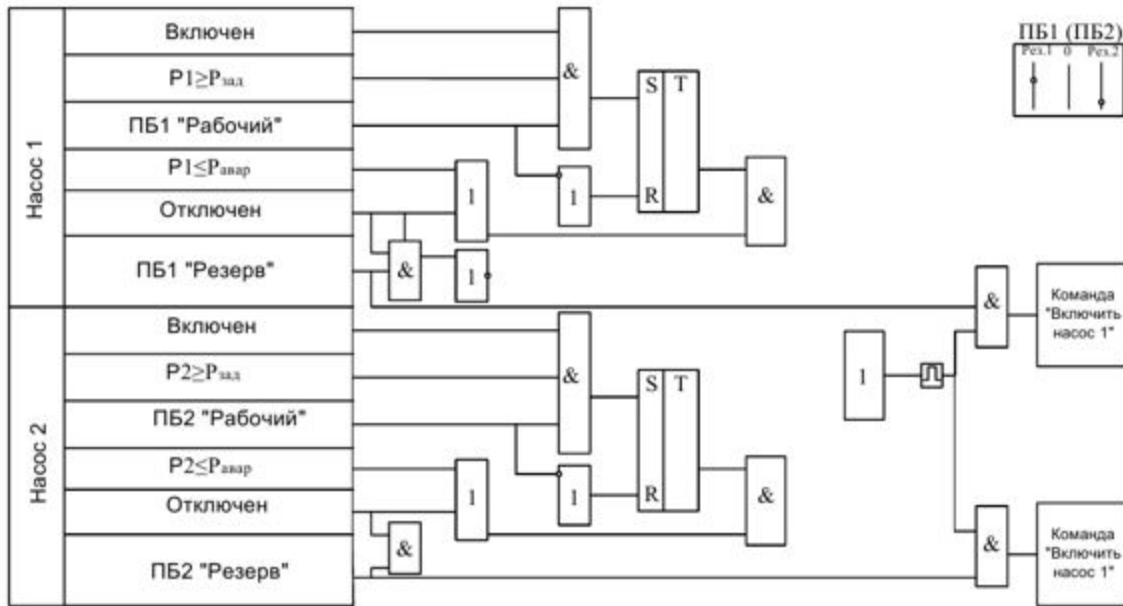
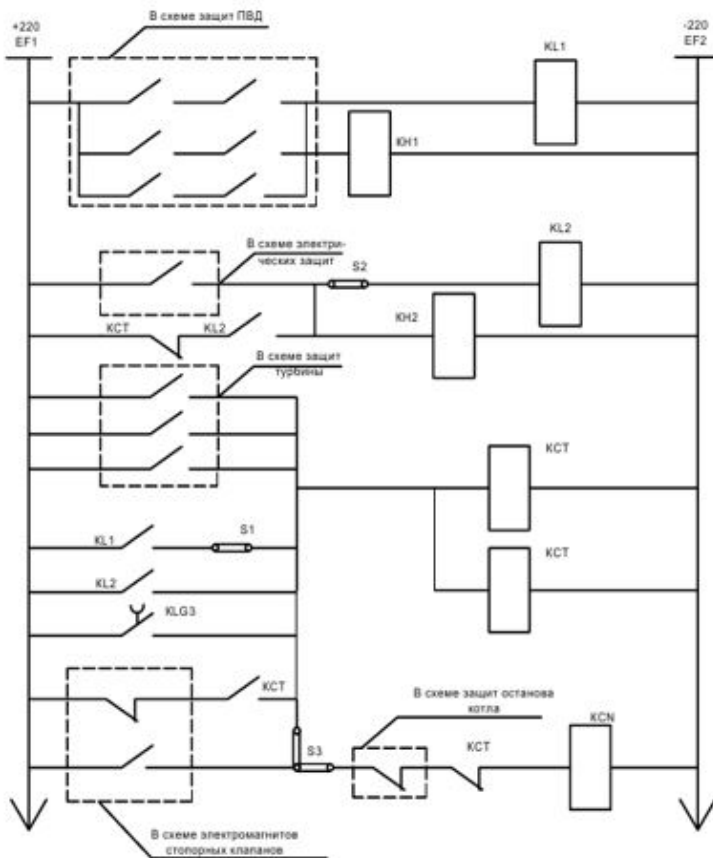


Рисунок 12. Алгоритм АВР двух насосов с индивидуальными переключателями и контролем давления до обратного клапана каждого насоса.



Повышение уровня в ПВД до II предела
Внутренние повреждения генератора
Защита турбины (ОС, ↑P _{конд} , ↓P _{смазки})
Защиты блока
Цепь самоудерживания реле останова блока
Перевод котла на растопочную нагрузку

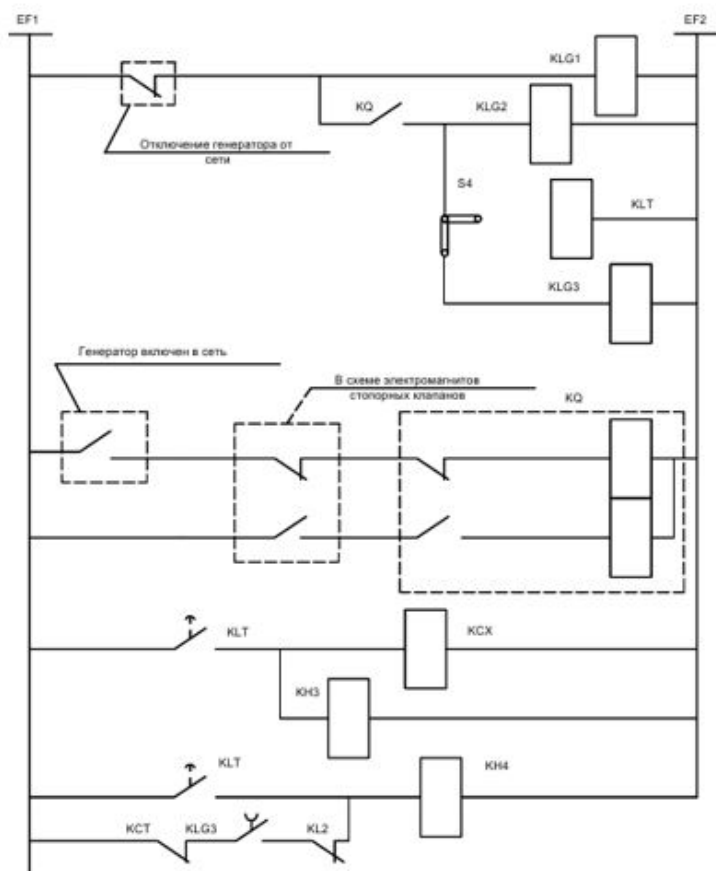
Рисунок 13. Электрическая схема общецлочных защит (2 листа):



СК - стопорные клапаны закрыты;

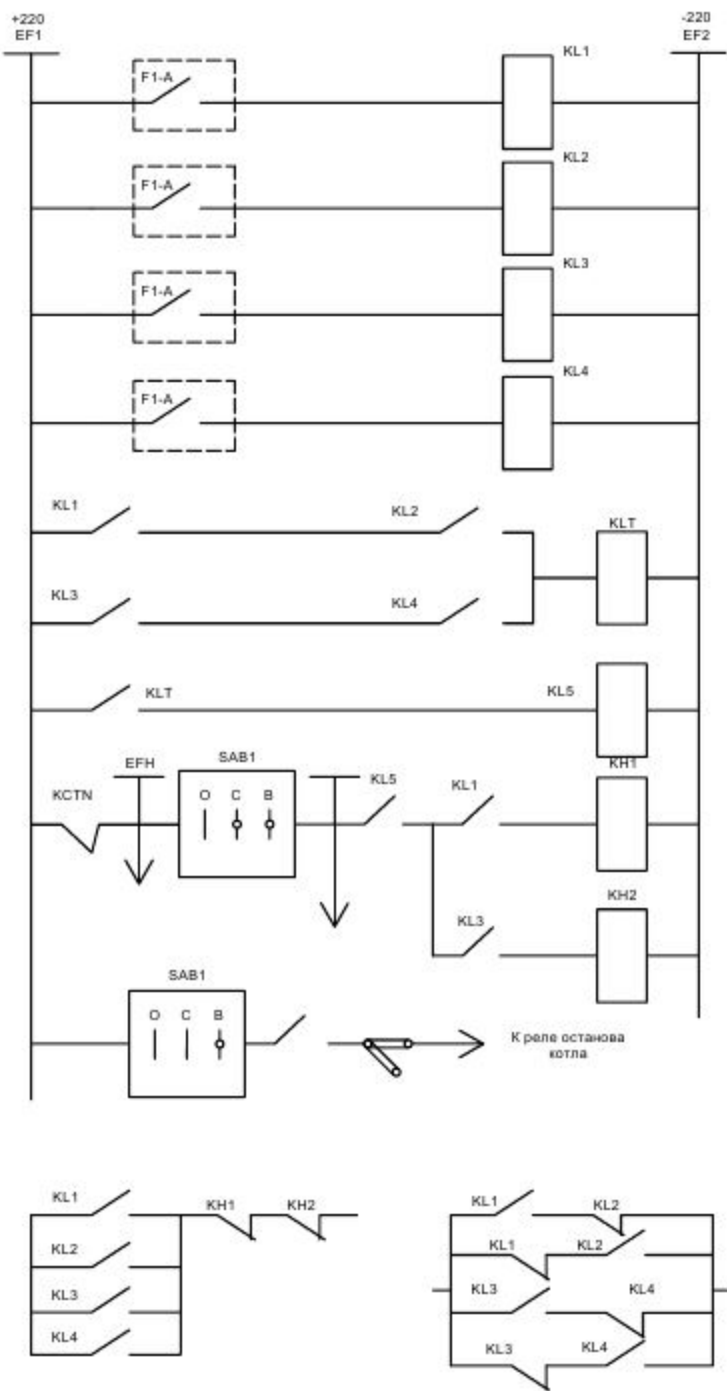
СК - стопорные клапаны открыты

↓ СК - стопорные
клапаны закрыты;
↑ СК - стопорные
клапаны открыты



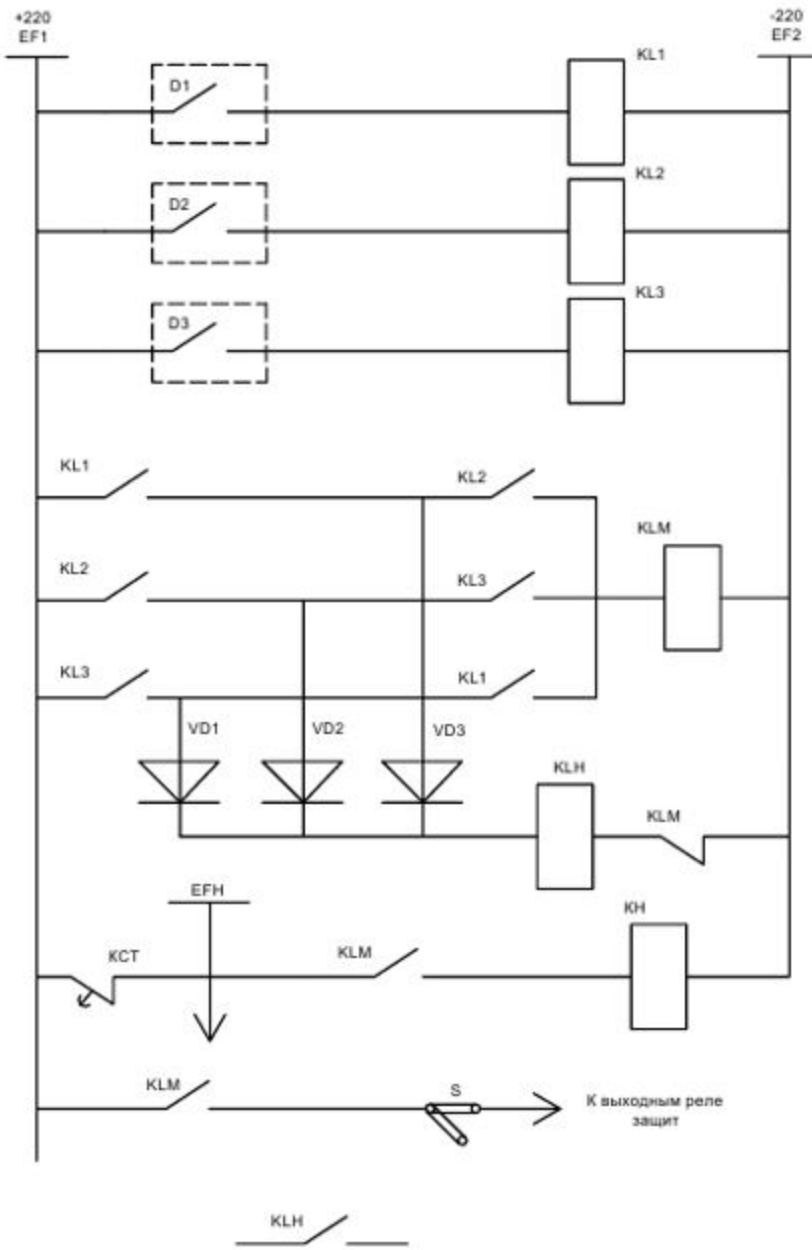
Отключение генератора от сети	
Перевод блока на нагрузку холостого хода генератора	
Останов блока	
Реле автоматического ввода и вывода защита	
Реле холостого хода	Перевод блока на холостой ход
Указательное реле холостого хода	
Указательное реле отключения генератора от сети	

Рисунок 13. (Лист 2)



Аварийный расход питательной воды по линии А
Аварийный расход питательной воды по линии Б
Логика "два из двух" и выдержка времени
Указательные реле защиты
Действие защиты
В цепи сигнализации срабатывания одного из двух датчиков защиты (рис.21)

Рисунок 14. Электрическая схема защиты по схеме "два из двух".



Реле повторители датчиков защиты
Логика "два из трех"
В цепи сигнала неисправностей датчиков
Указательное реле защиты
Действие защиты
В цепи сигнала срабатывания одного из трех приборов защиты

Рисунок 15. Электрическая схема защиты по схеме "два из трех".

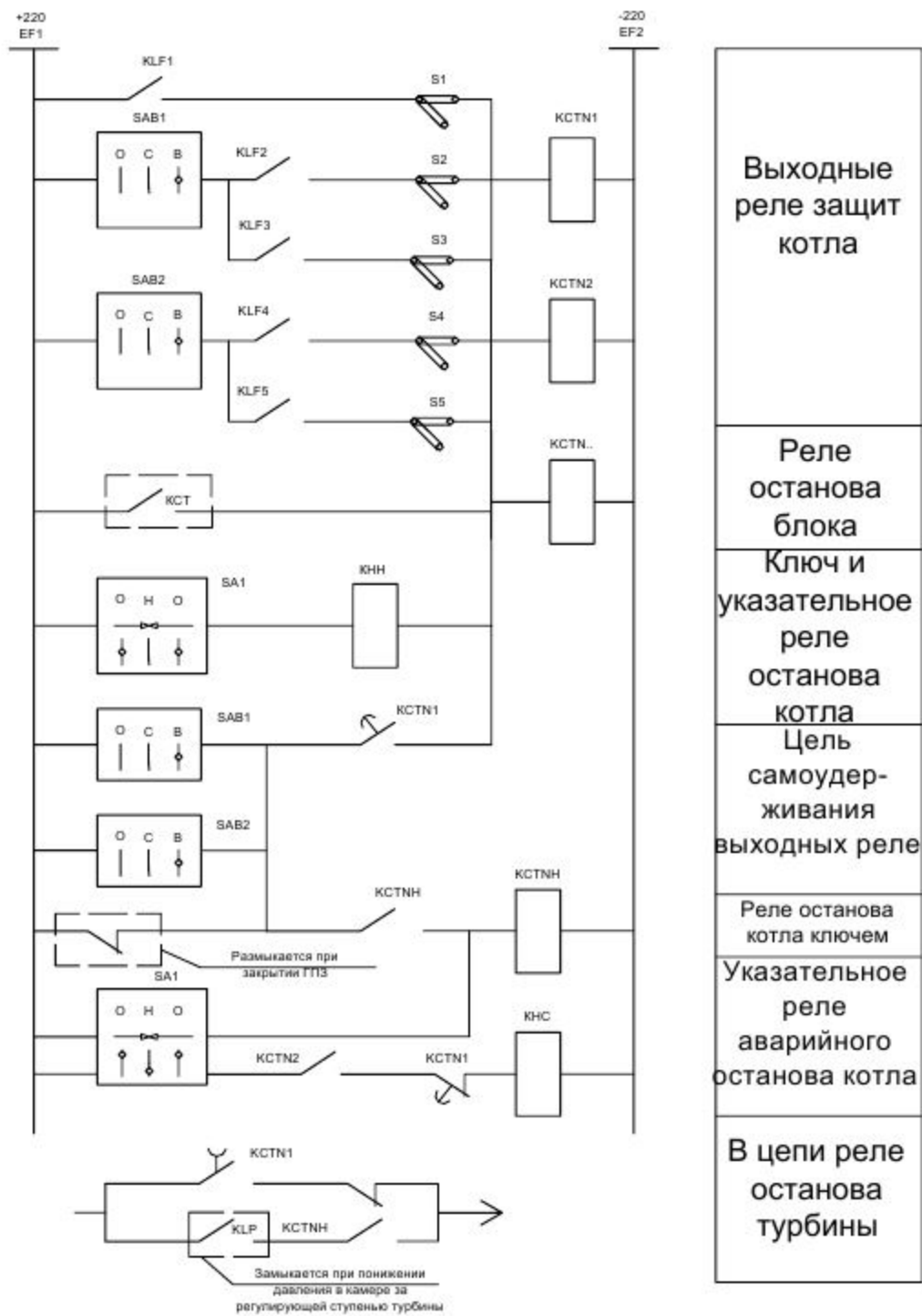
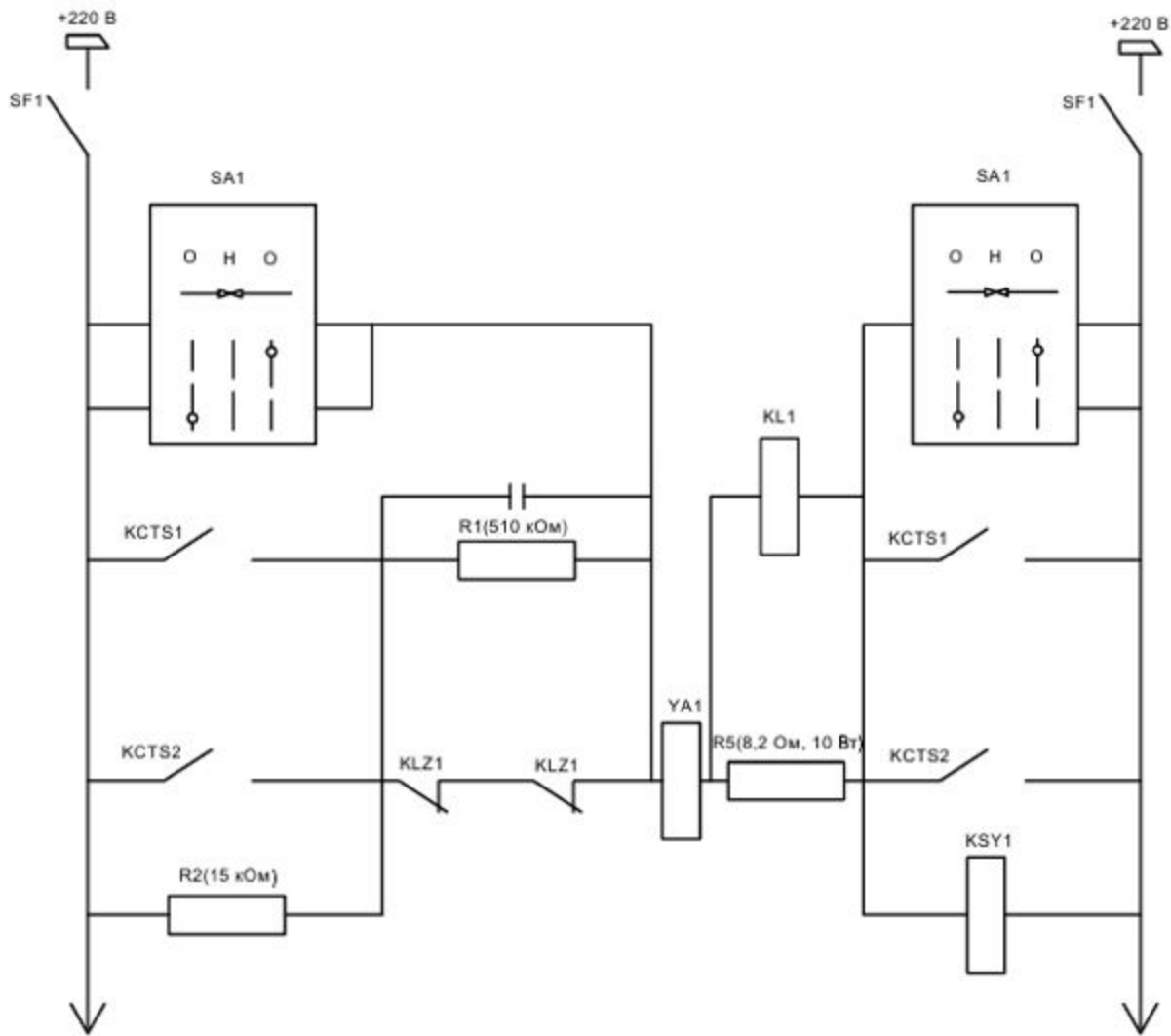


Рисунок 16. Электрическая схема включения выходных реле останова котла.



В цепь сигнала
"Нет питания электромагнитов
стопорных клапанов"

Включение указательного реле
"Сработал электромагнит
стопорных клапанов"

Рисунок 17. Электрическая схема управления электромагнитами стопорных клапанов турбины.

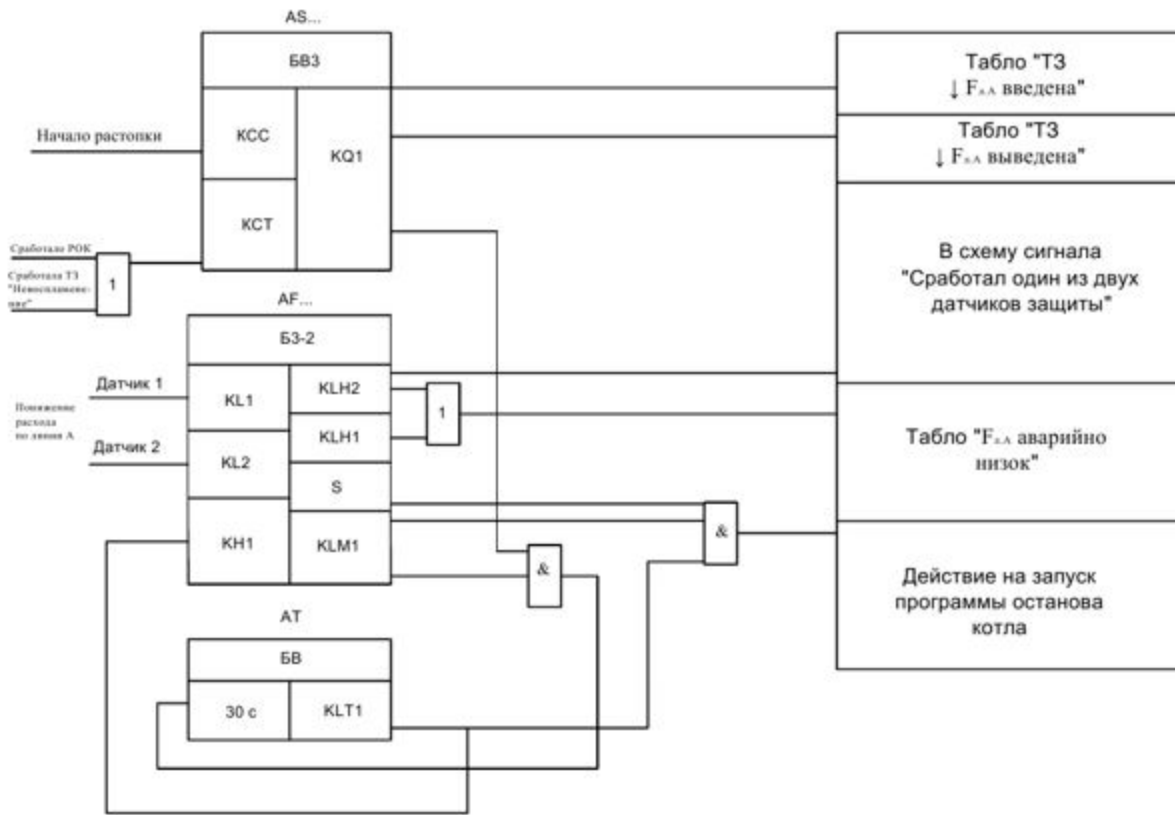


Рисунок 18. Структурная схема организации защиты на блоках УКТЗ.

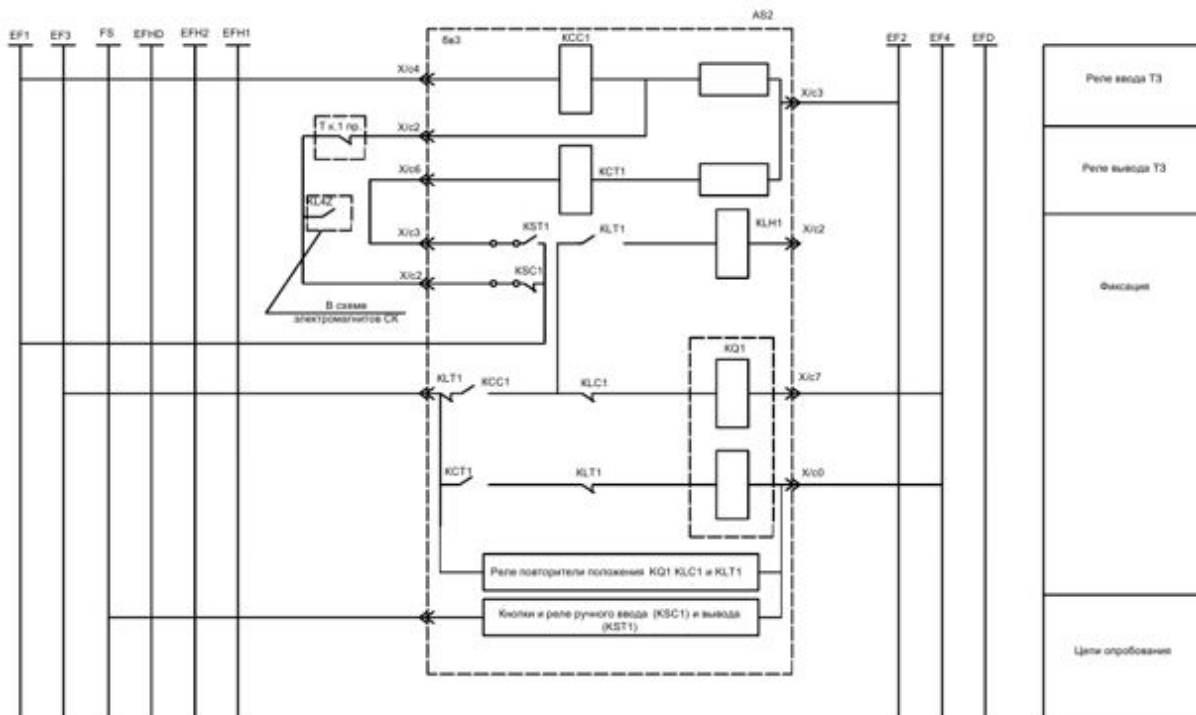


Рисунок 19. Электрическая схема ТЗ турбины на УКТЗ (5 листов).

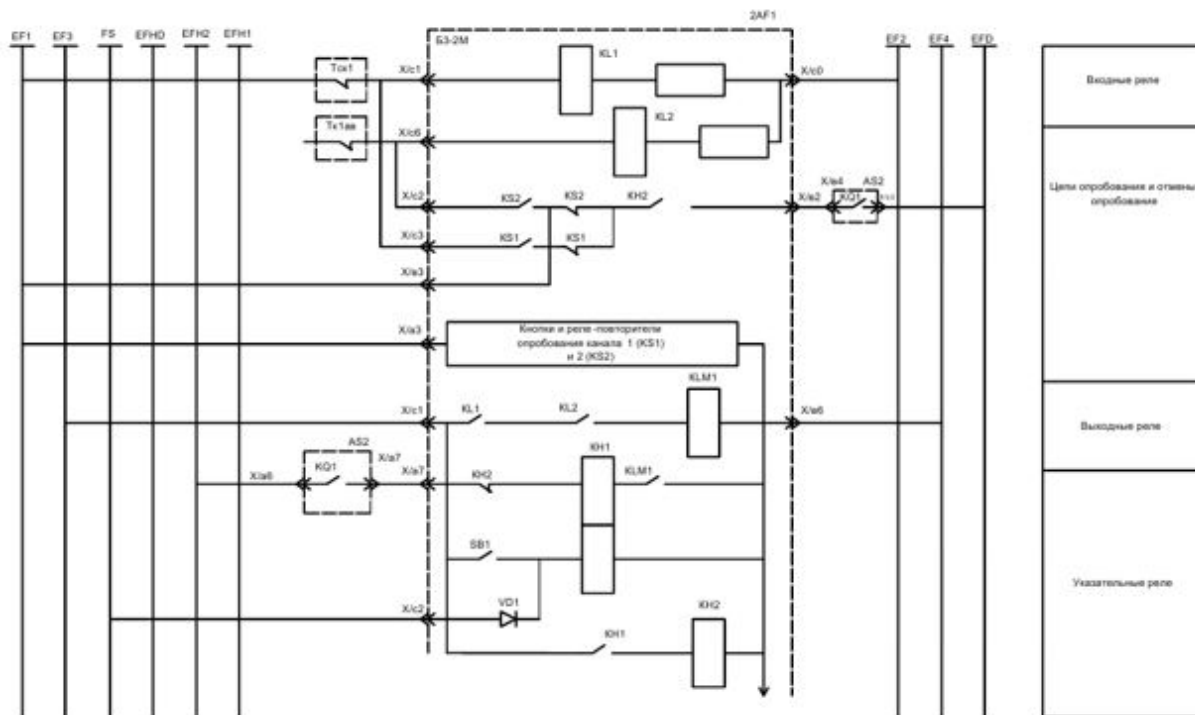
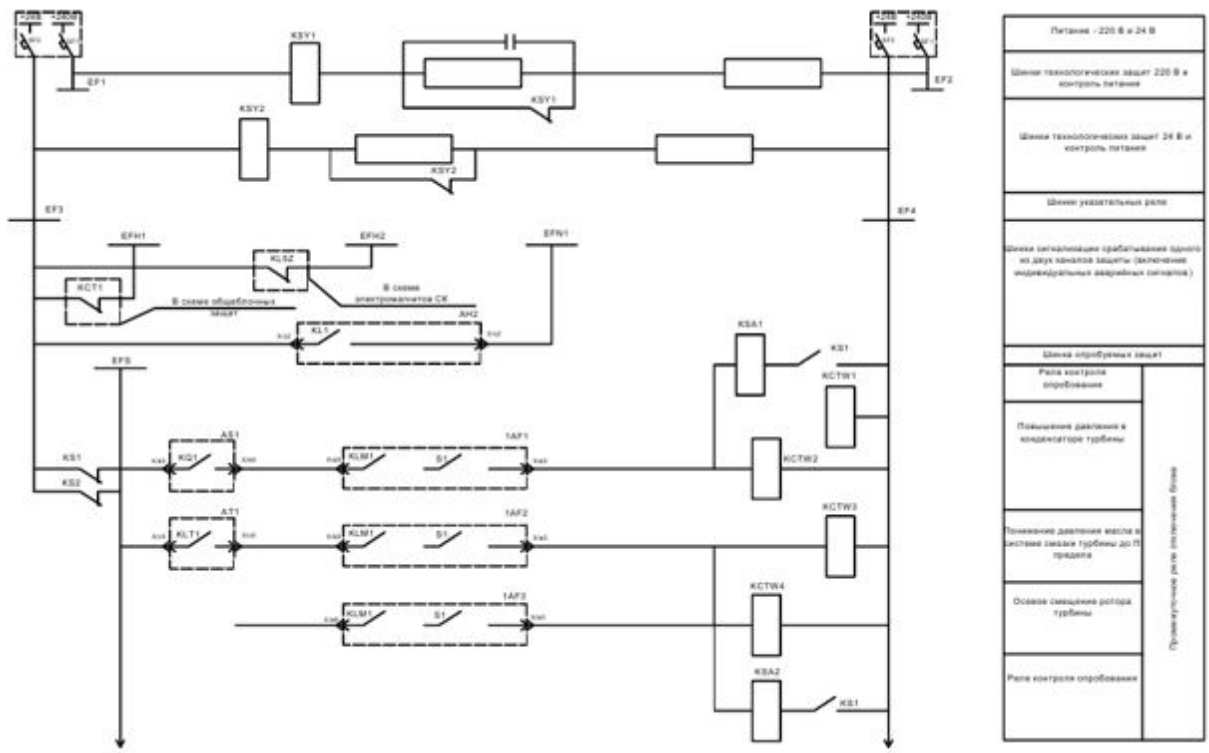


Рисунок 19. (лист 2)

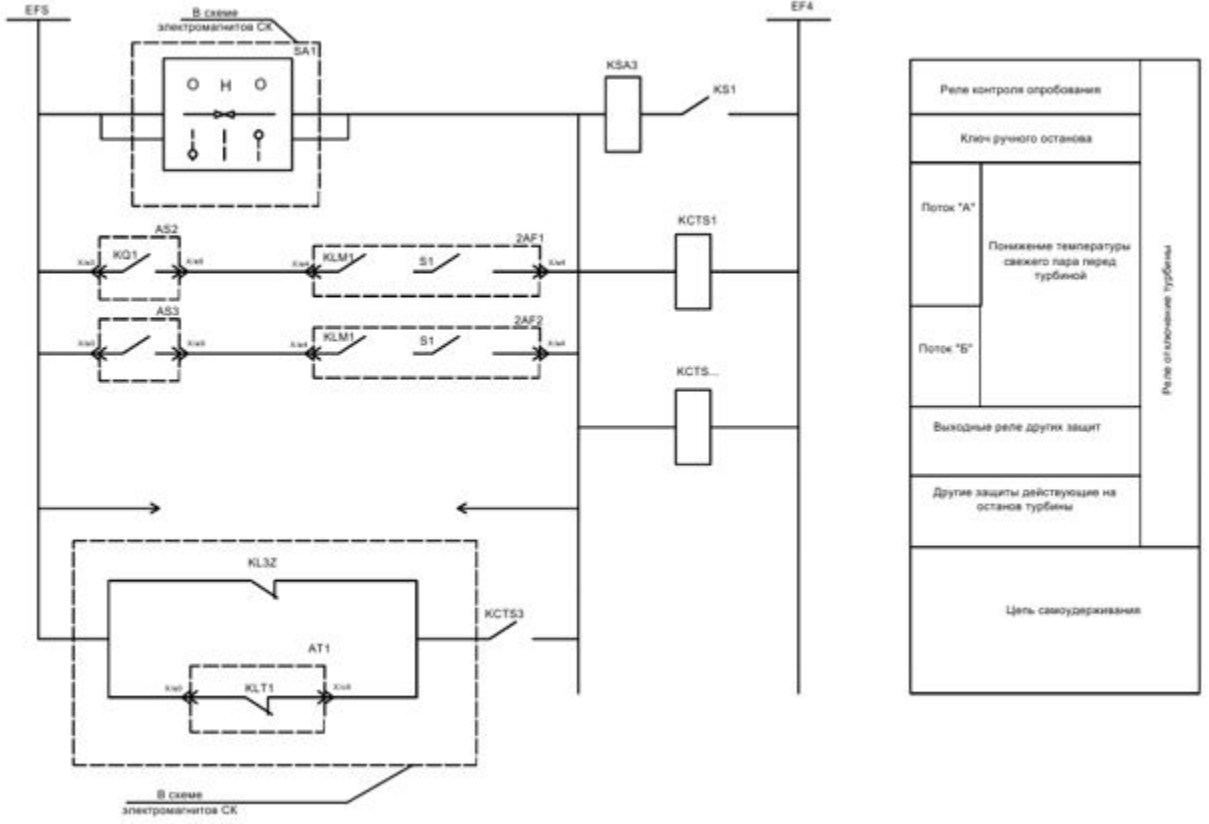


Рисунок 19. (лист 3)



Питание - 220 В и 24 В
Цепи технологических защит 220 В и контроль питания
Цепи технологических защит 24 В и контроль питания
Цепи уставочных реле
Цепи логического управления одним из двух каналов защиты (включая индивидуальные аварийные сигналы)
Цепи опробования защиты
Реле контроля опробования
Повышение давления в конденсаторе турбины
Понижение давления масла в системе смазки турбины до П предела
Основа смазки ротора турбины
Реле контроля опробования
Промышленные реле логического блока

Рисунок 19. (лист 4)



Реле контроля опробования
Ключ ручного останова
Поток "А"
Понижение температуры свежего пара перед турбиной
Поток "Б"
Выходные реле других защит
Другие защиты действующие на останов турбины
Цепь самодержания
Реле остановки турбины

Рисунок 19. (лист 5)

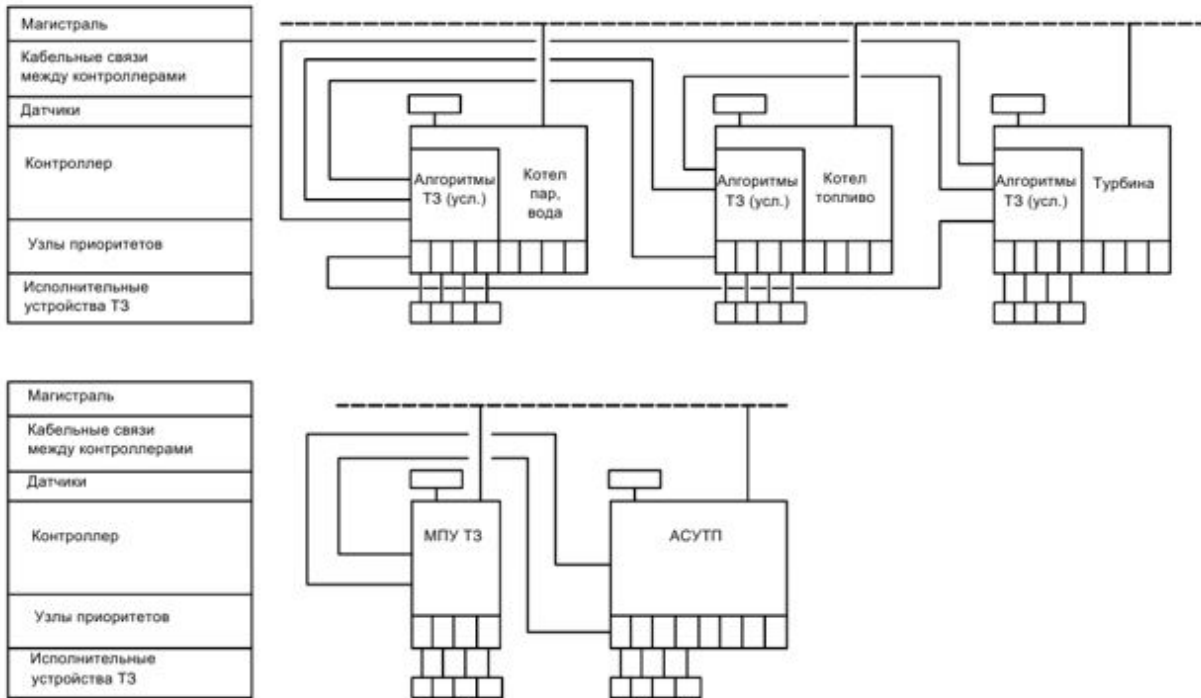


Рисунок 20. Связи подсистемы ТЗ с другими для разных вариантов ее выполнения на МПТ.

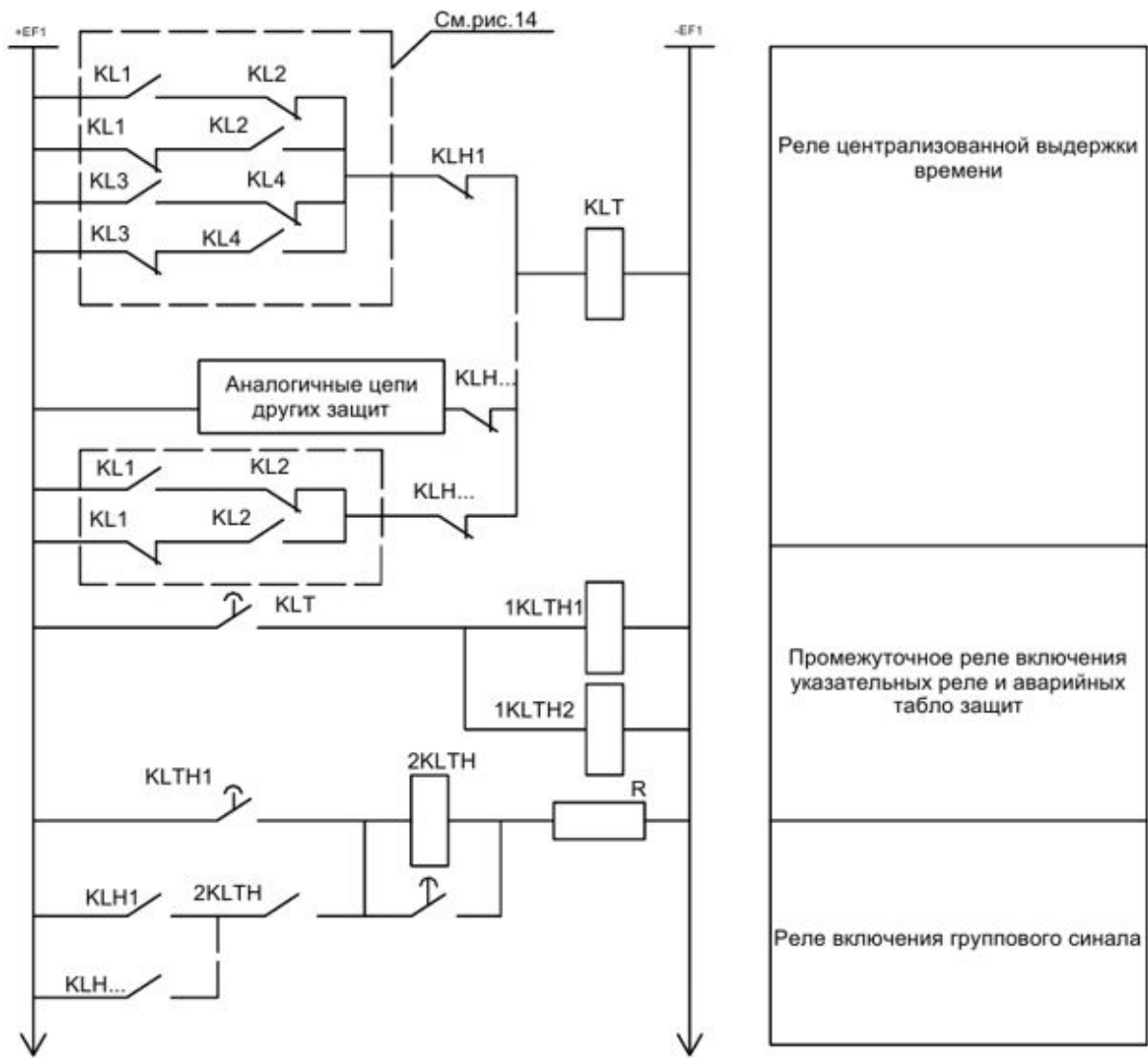


Рисунок 21. Электрическая схема организации сигнала
 "Сработал один из двух датчиков защиты" на реле (2 листа).

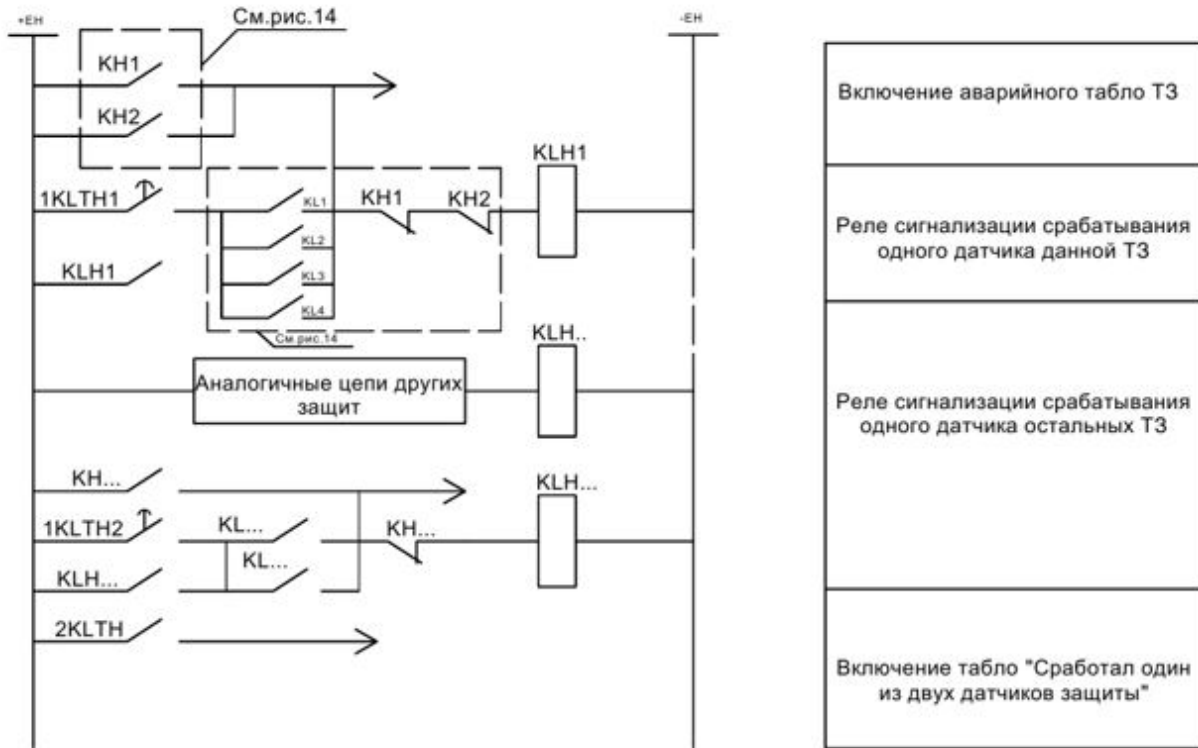


Рисунок 21. (лист 2)

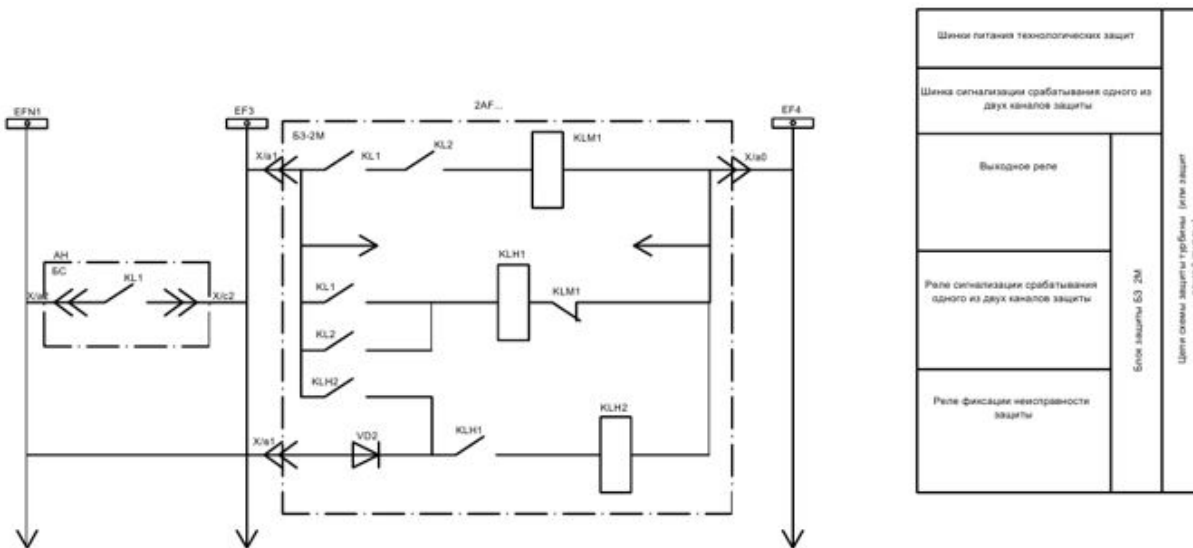


Рисунок 22. Электрическая схема организации сигнала "Сработал один из двух датчиков защиты" на УКТЗ (2 листа).

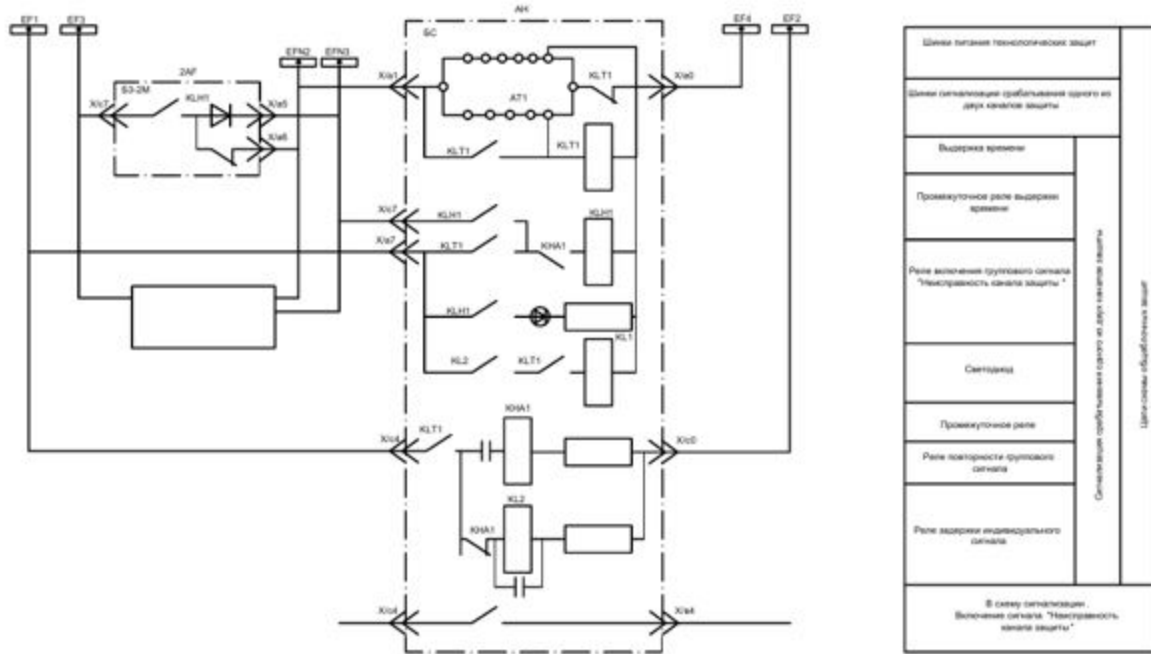


Рисунок 22. (лист 2)

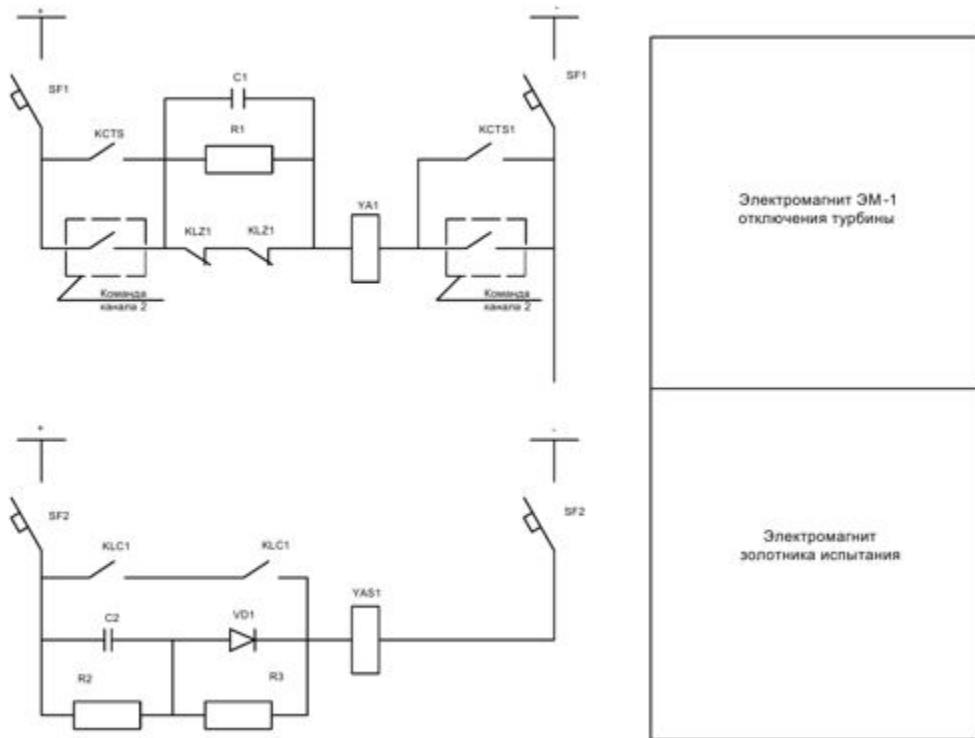


Рисунок 23. Организация электрической схемы опробования электромагнита отключения турбины при двухканальной схеме защит (3 листа).

Примечания: 1 Контроль исправности цепей управления YA1 на схеме не показан. 2
 . Для YA2 и YA.S2 схема выполняется аналогично.

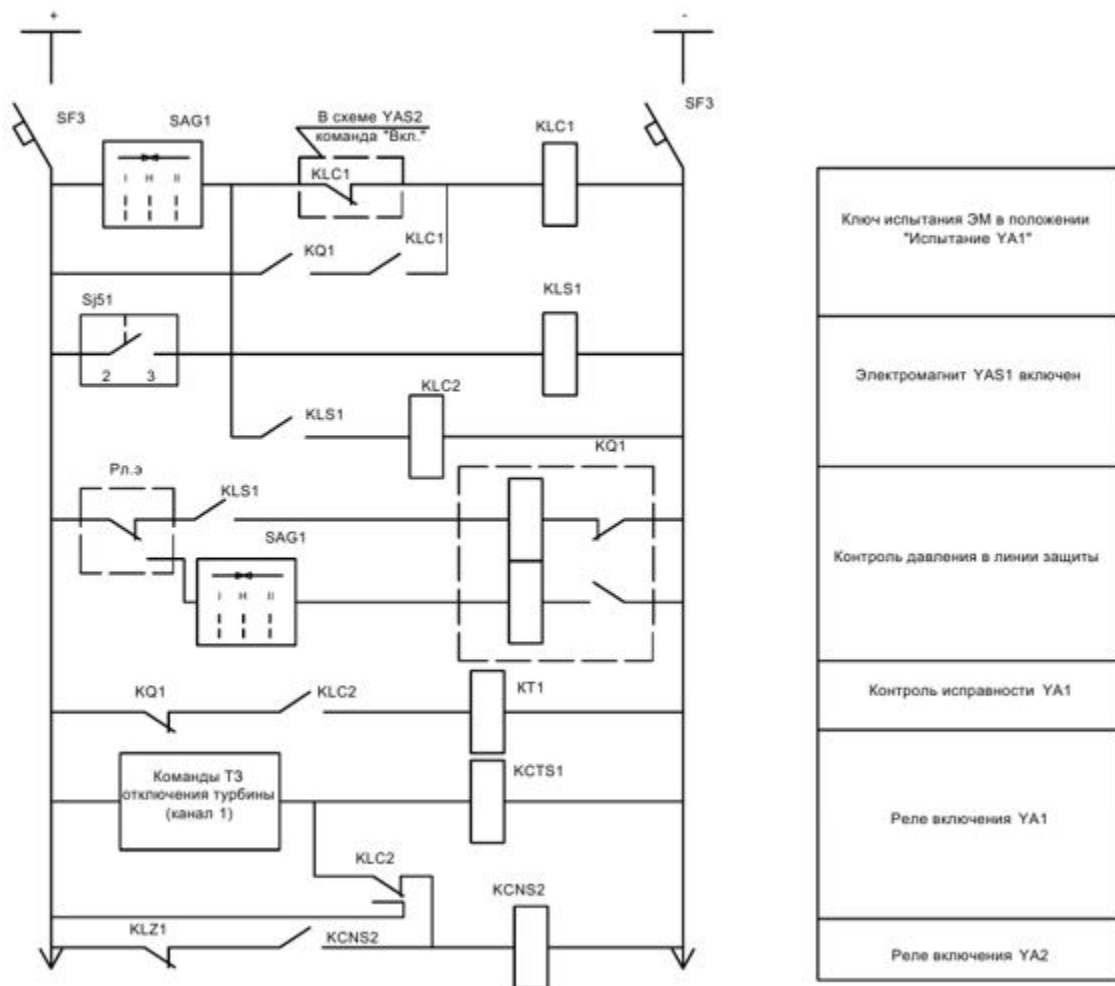


Рисунок 23. (лист 2)

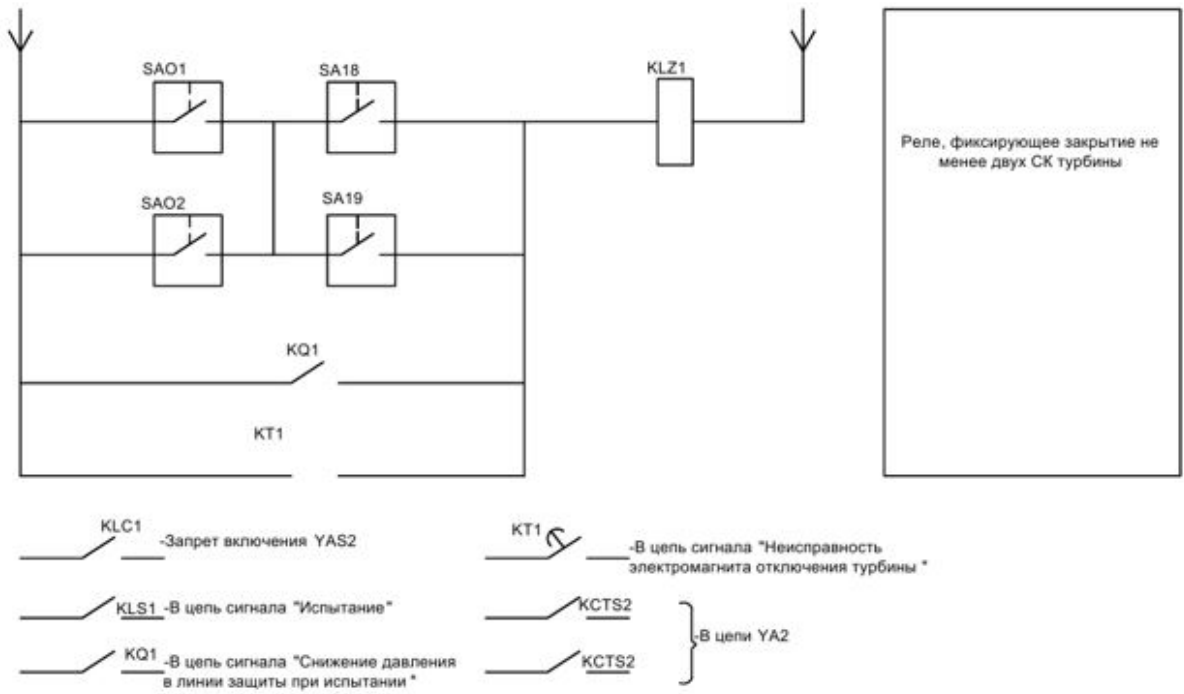


Рисунок 23. (лист 3)

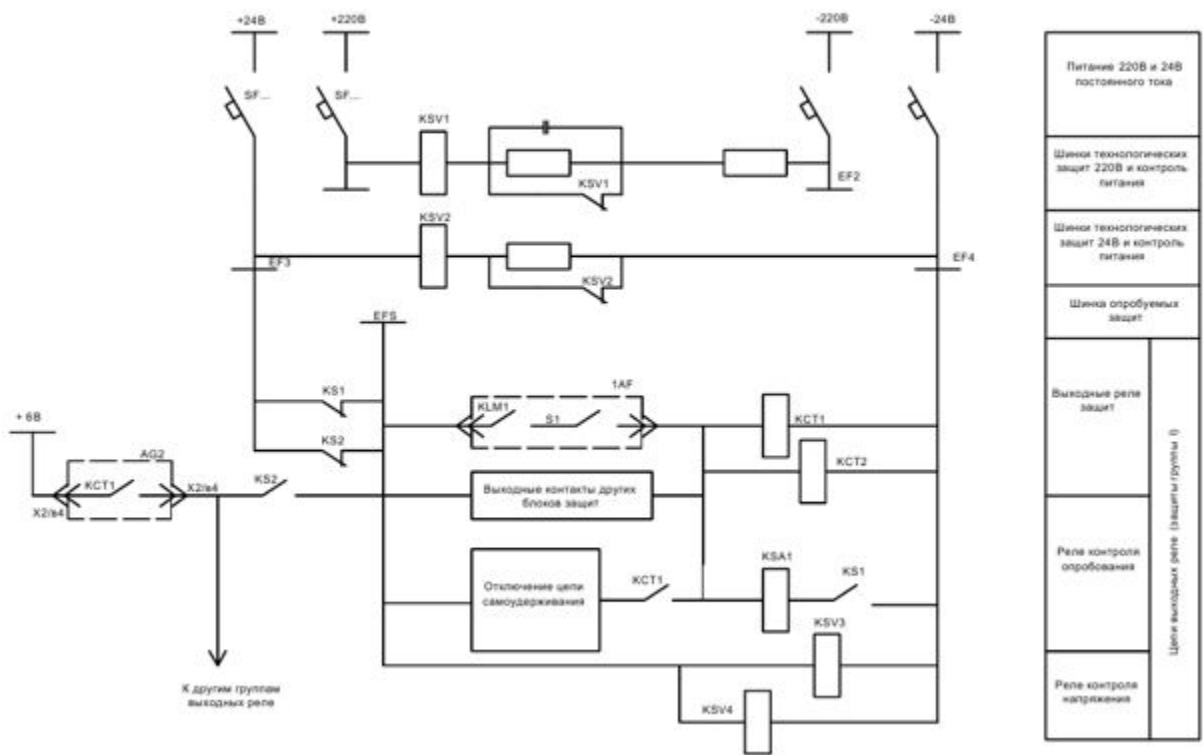


Рисунок 24. Организация электрической схемы опробования ТЗ на УКТЗ (7 листов).

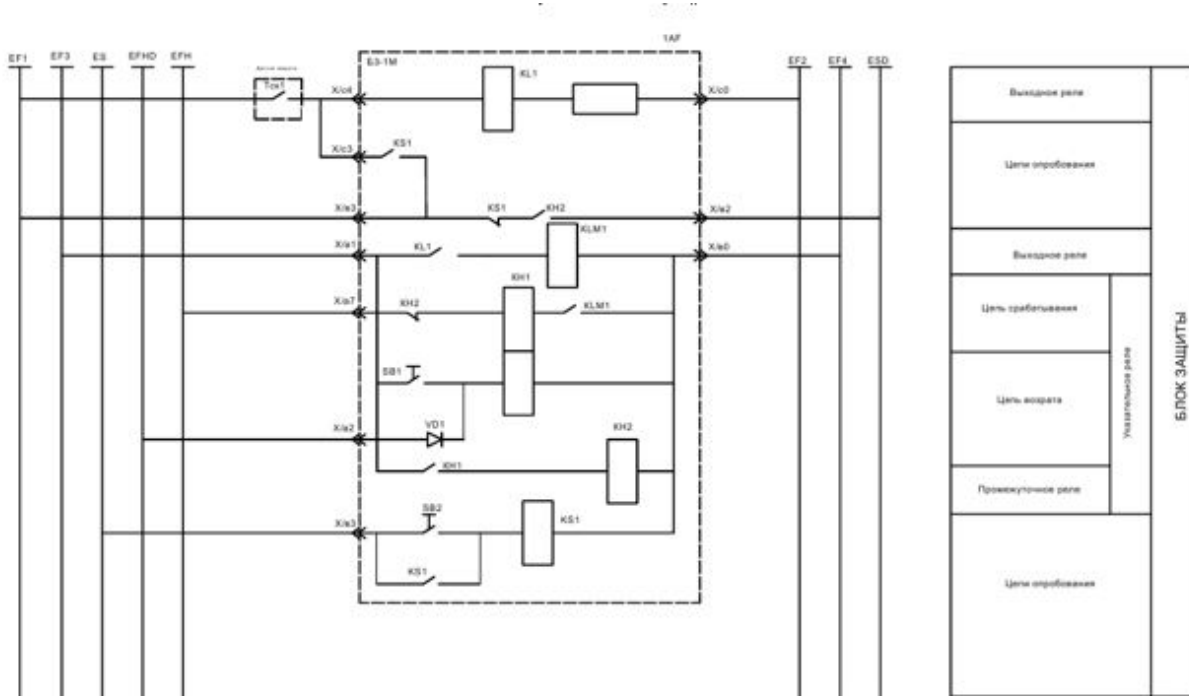


Рисунок 24. (лист 2)

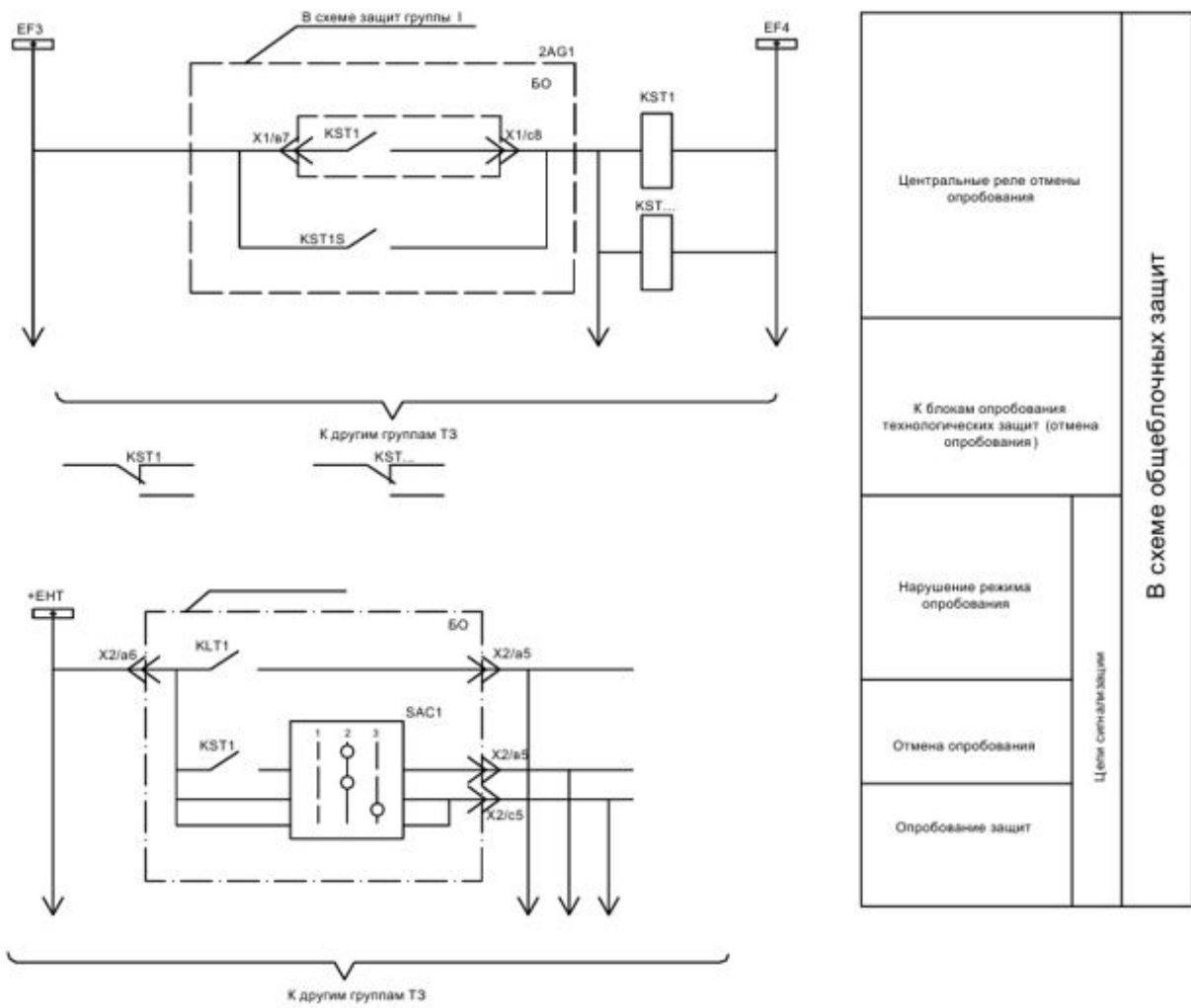


Рисунок 24. (лист 3)

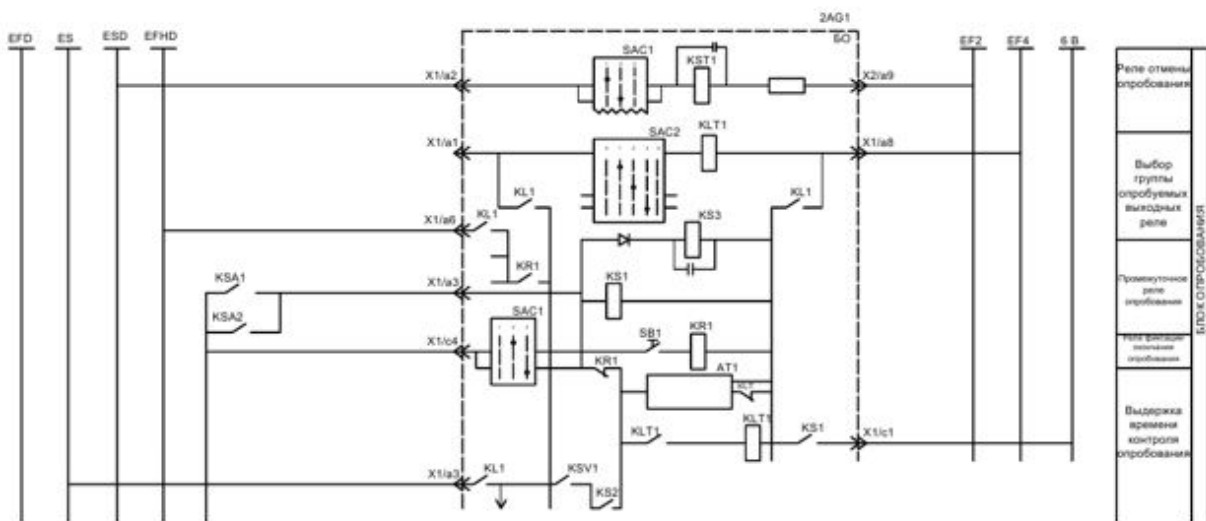


Рисунок 24. (лист 4)

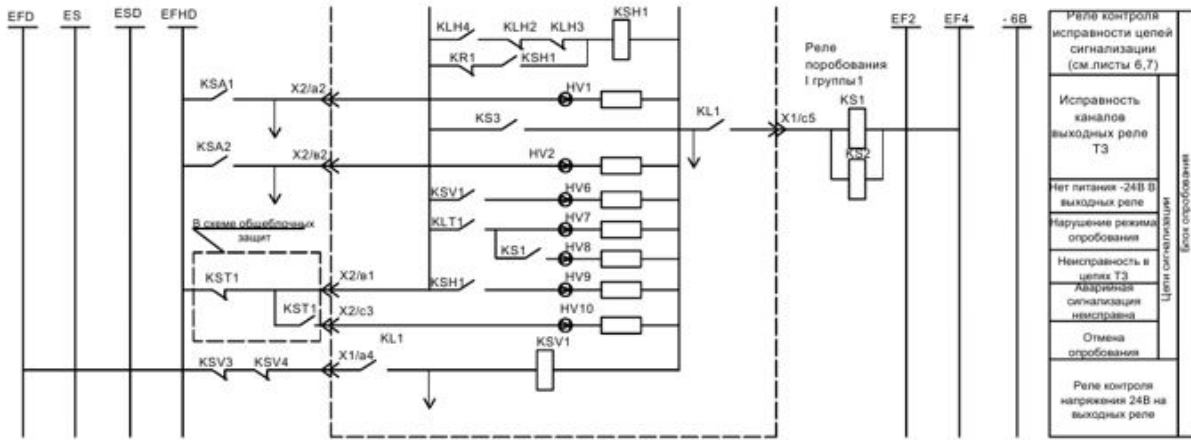


Рисунок 24. (лист 5)

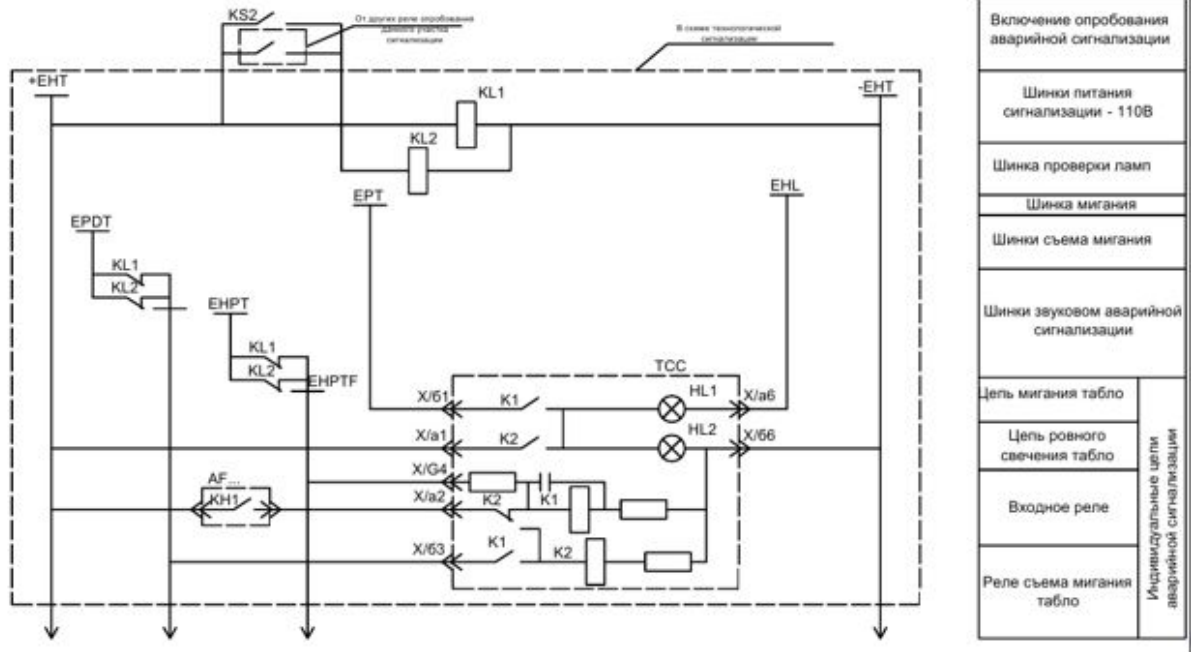


Рисунок 24. (лист 6)

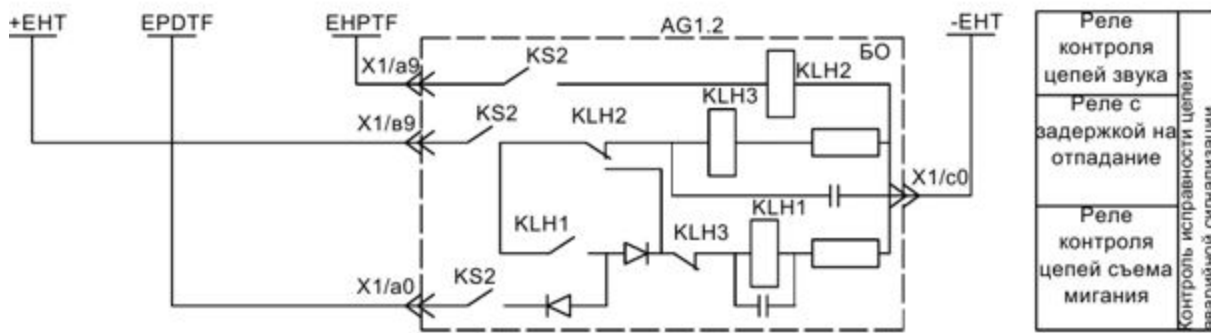


Рисунок 24. (лист 7)

Приложение 42
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания по наладке автоматических регуляторов турбинного оборудования тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по наладке автоматических регуляторов турбинного оборудования тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и предназначены для подготовки к включению автоматических систем регулирования (далее – АСР) и определение методов по наладке автоматических регуляторов турбинного оборудования тепловых электростанций (далее – ТЭС).

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) регулятор (управляющее устройство)

в теории управления устройство, которое следит за состоянием объекта управления как системы и вырабатывает для нее управляющие сигналы.

Примечание: Регуляторы следят за изменением некоторых параметров объекта управления (непосредственно, либо с помощью наблюдателей) и реагируют на их

изменение с помощью некоторых алгоритмов управления в соответствии с заданным качеством управления;

2) регулирующая арматура

—
вид трубопроводной арматуры, предназначенный для регулирования параметров рабочей среды.

Примечание: В понятие регулирования параметров входит регулирование расхода среды, поддержания давления среды в заданных пределах, смешивание различных сред в необходимых пропорциях, поддержание заданного уровня жидкости в сосудах и некоторые другие. Выполнение всех своих функций регулирующая арматура осуществляет за счет изменения расхода среды через свое проходное сечение;

3) измерительный преобразователь

—
техническое средство с нормируемыми метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в другую величину или измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации и передачи, но непосредственно не воспринимаемый оператором.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

3. В настоящих Методических указаниях приводится подготовка к включению и методы наладки регуляторов давления и уровня турбинного оборудования ТЭС, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

4. В настоящих Методических указаниях рассматриваются регуляторы собственно турбины (давления пара на уплотнения, уровня в конденсаторе) и системы регенерации (уровня в подогревателях низкого давления (далее ПНД), подогревателях высокого давления (далее ПВД), деаэраторе, давления в деаэраторе).

Глава 2. Особенности автоматизируемого оборудования и схем автоматизации

Параграф. 1 Регулирование подачи пара на уплотнения вала турбины

5. Концевыми лабиринтовыми уплотнениями предотвращается подсос воздуха в турбину и утечки из турбины, согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

—
На концевые уплотнения цилиндра низкого давления (далее

ЦНД) и задние уплотнения цилиндра среднего давления (далее

—
ЦСД), пар с небольшим избыточным давлением подается во всех режимах работы турбины, на концевые уплотнения цилиндра высокого давления (далее

—
ЦВД) и передние уплотнения ЦСД

—
только при пуске, холостом ходе и малой нагрузке, когда давление в ступенях высокого давления меньше атмосферного, в дальнейшем эти уплотнения работают по принципу самоуплотнения и для поддержания в камерах уплотнений давления организовывается отвод пара из них. Пар, проходящий через уплотнения из цилиндров, направляется в камеры соответствующих отборов турбины и в охладитель пара уплотнений, включенный в схему регенерации турбины.

6. Схемой регулирования подачи пара на уплотнения обеспечивается поддержание давления в камерах уплотнений на заданном значении во всех режимах работы турбины, так как при понижении давления возможен подсос воздуха в части цилиндров, находящихся под вакуумом, повышение давления приводит к обводнению масла в подшипниках турбин и парению из уплотнений. Для решения этих задач используется технологическая схема уплотнений с отдельным регулированием давления пара в уплотнениях частей низкого и высокого давления турбины с выделением, согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, коллекторов низкого давления (далее

—
КНД) и высокого давления (далее

—
КВД).

7. При пуске турбины из холодного состояния в КНД подается пар от общестанционного коллектора собственных нужд (далее - КСН), КВД соединяется с КНД, пар подается на все уплотнения турбины и регулятором давления типа РД-1 поддерживается давление в коллекторах (в камерах уплотнений) на заданном значении, воздействуя на клапан типа РК-1 подвода пара к КНД. В этом режиме сбрасывается избыток пара из КВД через клапан типа РК-2 в ПНД № 2.

8. При переходе уплотнений ЦВД и ЦСД (переднего) в режим самоуплотнения (для энергоблоков мощностью 300 мегаватт (далее

—
МВт) на нагрузке 150 МВт) КВД отключается от КНД и производится независимое регулирование давления пара в коллекторах:

1) регулятором типа РД-1 поддерживается давление в КНД, воздействуя на клапан типа РК-1 подвода к нему пара;

2) регулятором типа РД-2 поддерживается давление в КВД, сбрасывая избыток пара в ПНД № 2, и КВД в этом режиме становится отсосным коллектором. По мере набора нагрузки КНД подключается к деаэратору.

9. При пуске турбины из горячего состояния КНД и КВД изолированы один от другого, к КНД подводится пар от деаэратора, а к КВД

от КСН после электронагревателей, где он перегревается до температуры 300

400 градус Цельсия (далее -

С). Давление в коллекторах поддерживается независимо регуляторами типа РД-1 и РД-2.

10. На некоторых ТЭС схема уплотнений имеется только один коллектор и соответственно один регулятор давления. В этом случае распределение расхода пара по уплотнениям производится в процессе пусконаладочных работ с помощью настроечных вентилях на линии подачи пара к каждому уплотнению.

11. Объект регулирования давления пара на уплотнения обладает самовыравниванием, упрощается его автоматизация.

12. Регуляторами поддерживается давление в коллекторах уплотнений на уровне 0,115

0,120 мегапаскаль (далее

МПа) (1,15

1,20 килограмм силы/квадратный сантиметр (далее - кгс/см²), обеспечивая давление в камерах уплотнений 0,103

0,105 МПа (1,03

1,05 кгс/см²). Давление измеряется непосредственно за регулируемыми клапанами или в коллекторах уплотнений.

Параграф 2. Регулирование уровня в регенеративных подогревателях, конденсаторе турбины и деаэраторе

13. Схема конденсационно-регенеративной установки турбины К-300-240-3, предназначенной для конденсации пара, отработавшего в турбине, регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды, деаэрации, приведена на рисунке 2 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

В установку входят ПНД, ПВД, деаэратор, а также вспомогательные теплообменники (охладитель пара уплотнений, охладители выпара). Все теплообменники системы регенерации поверхностного типа, за исключением деаэратора и ПНД № 2. Конденсатными насосами 1-й ступени перекачивается основной конденсат турбины через блочную обессоливающую установку (далее - БОУ), охладитель пара уплотнений и ПНД № 1 в ПНД № 2 смешивающего типа, откуда он конденсатными насосами 2-й ступени через ПНД № 3 и 4 и охладители выпара деаэратора направляется в деаэратор 0,7 МПа (7 кгс/см²). Из деаэратора вода подается питательными насосами (далее - ПЭН) в котел через ПВД № 6-8. Потери конденсата в цикле энергоблока восполняются добавкой обессоленной воды в конденсатор.

14. Для предотвращения срыва конденсатных насосов вследствие снижения расхода основного конденсата по тракту системы регенерации при закрытии соответствующих регулирующих клапанов регуляторов уровня в конденсаторе и в ПНД № 2 до 30

—
40 % хода автоматически открываются задвижки на линиях рециркуляции конденсатных насосов. Открытие задвижек не влияет на положение уровня в конденсаторе и в ПНД № 2, который определяется только расходом конденсата через регулирующие клапаны.

15. Конденсат греющего пара каскадно сливается из подогревателя с более высоким давлением в подогреватель с более низким давлением. Весь конденсат, образующийся в ПВД, при номинальной нагрузке турбины сливается в деаэратор. При понижении нагрузки турбины до 60 % номинальной перепад давлений между ПВД № 6 и деаэратором оказывается недостаточным для слива конденсата греющего пара в деаэратор, в этом режиме конденсат из ПВД № 6 автоматически направляется в ПНД № 4, а из ПВД № 7 (при достаточном давлении в нем)

—
в деаэратор. Конденсат греющего пара, образующийся в ПНД № 3 и 4, сливается из ПНД № 3 на сторону всасывания конденсатных насосов 2-й ступени. Конденсат греющего пара, образующийся в охладителе пара уплотнений и в ПНД № 1, сливается в конденсатор; туда же сливается основной конденсат при переполнении ПНД № 2. Конденсат из охладителей выпара направляется в расширитель дренажного бака.

16. Схемы систем регенерации турбин других типов отличаются от схемы автоматического регулирования конденсационно-регенеративной установки турбины К-300-240-3, согласно рисунку рисунку 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, наличием дополнительных теплообменников (сальниковых подогревателей для турбины 800 МВт или большим их количеством (пять ПНД для турбин 500 МВт), количеством групп конденсатных насосов (три группы для турбины 800 МВт), другими схемами переключений конденсата, греющего пара при снижении нагрузки турбины.

17. Все теплообменники системы регенерации, кроме ПНД № 1 и охладителя пара уплотнений, оснащены регуляторами уровня согласно рисунку 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

Конденсатор турбины оснащен двумя регуляторами уровня. При пуске турбины при пониженном вакууме в конденсаторе для предотвращения повреждения фильтров БОУ горячим конденсатом предусматривается возможность поддержания заданного значения уровня конденсата в конденсатосборнике путем сброса части конденсата помимо БОУ в циркуляционный водовод или в бак запаса грязного конденсата.

18. В схемах ряда энергоблоков ТЭС (500 - 800 МВт) для вывода излишней воды из цикла и поддержания уровня в деаэраторе за КЭН-1 предусматривается регулятор, сбрасывающий конденсат в циркуляционный водовод или в бак запаса грязного конденсата.

При повышении температуры конденсата перед БОУ имеется блокировка, отключающая БОУ и пропускающая конденсат помимо нее.

19. В схеме со смешивающим ПНД № 2, согласно рисунку 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, изменение расхода основного конденсата в тракте регенерации производится тремя регулирующими клапанами (по уровню в конденсаторе, ПНД № 2 и деаэраторе), усложняется автоматизация этого узла.

В схемах регенерации без смешивающих подогревателей, в которых изменение расхода конденсата осуществляется двумя регулирующими органами, взаимосвязь объектов регулирования проявляется в меньшей степени.

20. Уровень в конденсаторе, ПВД, ПНД, деаэраторе и охладителях регулируется регуляторами, которые получают основной сигнал по уровню и сигнал обратной связи от измерительного преобразователя перемещения исполнительного механизма (далее – ИМ).

Регуляторы уровня в конденсаторе, подогревателях и охладителях воздействуют на сливные клапаны, регулятор уровня в деаэраторе - на регулирующий питательный клапан.

21. При повышении уровня в конденсаторе или подогревателях клапан открывается, а в деаэраторе закрывается. В связи с принятой структурой регуляторов уровня осуществляется пропорциональное регулирование, при котором в установившемся состоянии каждому значению уровня соответствует определенное открытие регулирующего клапана, регулирование уровня производится со статической ошибкой (неравномерностью). Статические характеристики регулирования приведены на рисунке 3 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям. Допустимые пределы неравномерности регулирования определяются допустимыми отклонениями уровня от среднего, которые задаются инструкциями заводов-изготовителей исходя из конструктивных особенностей оборудования.

22. При стремлении к регулированию уровня с минимальной статической ошибкой, обеспечивается наибольшая экономичность регенеративной установки и снижение эрозии трубопроводов и особенно регулирующих клапанов.

Если по условиям устойчивости АСР требуется установление неравномерности больше допустимой, схемы регулирования усложняются.

23. Зависимости изменения уровня в подогревателях и охладителях при нанесении возмущения собственными регулирующими клапанами (кривые разгона по уровню) характеризуются небольшим запаздыванием (до 10 секунд) и отсутствием самовыравнивания. Характер кривых разгона по уровню в конденсаторе зависит от места установки регулирующего клапана и наличия в тепловой схеме блочной обессоливающей установки:

1) если БОУ отсутствует или регулирующий клапан находится до нее, то в динамическом отношении конденсатор подобен подогревателям, при этом некоторое самовыравнивание объекта объясняется увеличением давления на стороне всасывания конденсатных насосов 1-й ступени при повышении уровня в конденсаторе;

2) если есть БОУ и регулирующий клапан установлен за ней, то запаздывание объекта определяется в значительной степени инерционностью БОУ и достигает 25 - 30 секунд.

24. Запаздывание изменения уровня в деаэраторе при изменении подачи химически обессоленной воды в конденсатор превышает 100 секунд, при подаче обессоленной воды непосредственно в деаэратор запаздывание резко уменьшается до 10 секунд.

25. Скорость изменения уровня в теплообменниках системы регенерации пропорциональна степени открытия регулирующего клапана и крутизне его характеристики в зоне возмущения и обратно пропорциональна площади свободного сечения бака в районе нахождения уровня.

26. В пульсации уровня в теплообменниках системы регенерации имеется различный характер:

1) в конденсаторе и деаэраторе они практически отсутствуют;

2) в ПВД составляют

\pm
(10 - 15) миллиметров (далее
 \pm
мм);

3) в поверхностных ПНД

\pm
(30 - 40) мм;

4) в смешивающих ПНД они достигают

\pm
60 мм. Период пульсаций обычно составляет 2 - 3 секунды.

27. АСР построенной на современной элементной базе и алгоритмах управления турбины оснащается микропроцессорной электрогидравлической системой регулирования и защиты (далее
—
ЭГСРиЗ).

28. Схема объединенная электрогидравлической системы регулирования и защиты турбины типа Т-100/110-130, представлена на рисунке 4 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

ЭГСРиЗ состоит из трех основных частей гидравлической части (далее
—
ГЧСРиЗ), электрической части (далее
—
ЭЧСРиЗ) и электрогидравлических преобразователей (далее
—
ЭГП), реализующих функции преобразования электрических сигналов управления ЭЧСРиЗ в гидравлические входные сигналы ГЧСРиЗ.

ГЧСРиЗ включает в себя новый силовой насос, расположенный на валу турбины в блоке переднего подшипника, автозатвор стопорного клапана, сервомоторы регулирующих клапанов части высокого давления и сервомоторы части низкого давления регулирующей поворотной диафрагмы отопительных отборов турбины.

ЭЧСРиЗ выполняется на базе промышленных контроллеров и исполнительных механизмов и включает в себя шкаф бесперебойного питания (далее
—
ШБП), шкаф управления (далее
—
ШУ), рабочую станцию оператора (далее
—
РСО), инженерную станцию (далее
—
ИС) и набор датчиков, обеспечивающих реализацию алгоритмов регулирования и защиты.

ЭГП системы регулирования и защиты размещены в блоке управления и защиты (далее
—
БУЗ), представляется отдельно стоящим узлом, размещенный на площадке обслуживания турбины в районе переднего подшипника и соединенный импульсными гидравлическими линиями с исполнительными механизмами ГЧСРиЗ и управляющими электрическими линиями с ШУ.

К ШБП подводится электропитание от источников переменного тока ~220 Вольт (далее
—

В), 50 Герц (далее

Гц), постоянного тока 220 В (для ШУ). ШБП и ШУ располагаются на площадке обслуживания турбины, при этом сенсорный терминал ШУ используется как местный щит управления турбиной при пусковых и наладочных операциях.

Операторская и инженерная станции располагаются на групповом щите управления

29. В блоке управления и защиты, согласно рисунку 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям устанавливаются:

1) трехканальный блок золотников защиты (далее

БЗЗ), управляющий подачей масла в "линию защиты" в соответствии с логикой "2 из 3". БЗЗ имеет в своем составе три независимых золотника защиты, объединенных в одной конструкции таким образом, что во взведенном состоянии БЗЗ соединяет "линию защиты" с линией подачи масла от силового насоса, а при посадке любой пары золотников "линия защиты" соединяется со сливом и давление в ней исчезает;

2) блок соленоидных клапанов (далее

БСК), преобразующий электрические сигналы защиты, действующие на останов турбины в гидравлические сигналы (давление масла в импульсных линиях золотников БЗЗ). Каждый соленоидный клапан управляет "своим" золотником защиты. Соленоидные клапаны являются электрогидравлическими преобразователями системы защиты турбины;

3) два блока золотника управления (далее

БЗУ), каждый из которых представляет собой дроссельный поворотный золотник, управляемый электродвигателем от регуляторов ЭЧСРиЗ. БЗУ являются электрогидравлическими преобразователями системы регулирования на рисунке 5 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям представляется стандартный БЗУ с тремя БЗУ, применяемый для турбин типа ПТ, для турбин типа Т устанавливаются два БЗУ;

4) блок промежуточного золотника защиты, обеспечивающий управление сервомоторами системы регулирования от системы защиты (дополнительный гидравлический канал защиты).

30. В систему регулирования включаются:

1) регулятор частоты вращения со степенью неравномерности 4 - 5 % и степенью нечувствительности, не превышающей 0,02 - 0,06 %;

2) регулятор давления пара перед турбиной (для работы в блоке с котлом);

3) регулятор активной электрической мощности с частотным корректором с точностью поддержания 0,5 МВт;

4) регулятор минимального давления пара перед турбиной;

5) регулятор отопительного отбора пара, поддерживающий давление пара в камере верхнего или нижнего отопительного отбора с точностью 0,01 МПа или температуру сетевой воды на выходе из сетевой установки (или ее нагрев) с точностью 0,5

С;

б) регулятор температуры подпиточной воды с точностью 0,5

С;

7) защитные (предельные) регуляторы, обеспечивающие безопасную эксплуатацию турбины во всем диапазоне режимов работы и недопущение ошибок эксплуатационного персонала (максимального давления за регулирующей ступенью турбины, максимального давления в отопительном отборе, максимального давления пара в конденсаторе).

31. В ЭЧСРиЗ устанавливается трехканальная система защиты от разгона

электрический автомат безопасности (далее

ЭАБ), реализующий совместно с БЗЗ логику "2 из 3". Это защищает от ложного срабатывания одного из каналов защиты и обеспечивается возможностью отдельного испытания каждого канала "насквозь", включая посадку соответствующего золотника, на работающей турбине без ее останова. Алгоритм ЭАБ строится на анализе комбинации частоты вращения и ускорения, что позволяет существенно (на 4

5 %) снижать уставку ЭАБ при обнаружении неисправности системы регулирования.

В ЭЧСРиЗ реализуется также трехканальная электрическая система защиты от повышения давления в камере регулируемого отопительного отбора (ЭСЗО), выполняется аналогично ЭАБ и позволяющая производить поканальное опробование защиты на работающей турбине. Реализация ЭСЗО в ЭЧСРиЗ демонтируются предохранительные клапаны больших диаметров, снижаюся присосы воздуха и упрощается эксплуатация.

На блок соленоидных клапанов подаются также сигналы на останов от технологических и электрических защит турбогенератора и при дистанционном останове турбины оператором.

32. Во всех режимах работы ЭЧСРиЗ обеспечивается:

1) контроль датчиков, линий связи с объектом и цепей питания;

2) безударное включение и выключение регуляторов;

3) проведение необходимых испытаний (разгон, повышение давления в регулируемых отборах) и определение характеристик;

- 4) оповещение, регистрацию и архивирование сообщений об изменении режимов и отклонениях в работе турбины (в том числе аварийных);
- 5) связь с АСУ ТП энергоблока.

Параграф 3. Регулирование давления пара в деаэраторе

33. Регулятор давления в деаэраторе, согласно рисунку 6 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, воздействует на подачу греющего пара из отборов турбины, поддерживая заданное давление в головке деаэратора независимо от нагрузки.

При снижении нагрузки турбогенератора клапан, регулирующий подачу пара в деаэратор, открывается, так как давление в отборах турбины уменьшается. При снижении давления перед регулирующим клапаном за пределы допустимого схемой управления обычно предусматривается автоматическое переключение питания деаэратора от отбора с более высоким давлением или от постороннего источника (общестанционного коллектора собственных нужд).

34. В схемах ТЭС с прямоточными котлами в пусковых режимах для питания деаэратора используется пар из растопочного расширителя.

35. В динамическом отношении в объекте регулирования давления в деаэраторе имеется незначительное запаздывание (до 10 секунд) и самовыравнивание. Постоянная времени объекта при повышении давления в зависимости от типа деаэратора и нагрузки турбины равна 20

—
60 секунд. Постоянная времени при понижении давления зависит от недогрева воды, находящейся в деаэраторе, до кипения и от степени отклонения давления, при незначительных отклонениях давления (до 10

—
20 кило Паскаль (далее

—
кПа), или 0,1

—
0,2 кгс/см²) она практически равна (несколько меньше) постоянной времени при повышении давления.

36. Измерительный преобразователь давления подсоединяется к средней части головки деаэратора или к паропроводу за регулирующим клапаном, а в случае если в тепловой схеме предусматривается установка нескольких деаэраторов

—
к паровой уравнивательной линии.

Параграф 4. Аппаратура авторегулирования

37. На турбинном оборудовании ТЭС применяются локальные технические средства автоматизации:

1) комплекс регулирующих и функциональных блоков на микроэлектронной базе "Каскад-2";

2) агрегатированный комплекс электрических средств регулирования "АКЭСР-2";

3) аппаратура регулирования и управления на микропроцессорной базе "Протар";

4) контроллер малоканальный многофункциональный регулирующий микропроцессорный Ремиконт Р-130;

5) программные продукты класса SCADA (InTouch (Wonderware)

США,

Citect (CI Technology)

Австралия, FIX (Intellution)

США, Genesis (Iconics Co)

США, Factory Link (United States Data Co)

США, RealFlex (BJ Software Systems)

США, Sitex (Jade Software)

Великобритания, TraceMode (AdAstrA)

Россия, Simplicity (GE Fanuc)

США, САРГОН (НВТ

Автоматика)

Россия).

Эта аппаратура рассчитывается на входные сигналы 0

5, 0

20, 4

20 мА; 0

10 В и позволяет создать один контур ("Каскад-2", "АКЭСР-2"), два контура ("Протар") и четыре контура регулирования ("Р-130") при использовании одного прибора (регулирующего блока для "Каскад-2" (типа Р-27), "АКЭСР-2" (типа РП4-М1).

38. Для построения типовых схем АСР уровня в теплообменниках, давления пара в деаэраторе и давления пара на уплотнения турбины применяется аппаратура серии "Каскад-2"

—
регулирующее устройство типа РП4-М1.

39. В качестве вспомогательных устройств в схемах АСР применяются соответствующие номенклатуре регулирующей аппаратуры задатчики типа РЗД-12, ЗД-22, блоки ручного управления типа БУ22, БРУ-32, БРУ-42.

40. В качестве измерителей уровня применяются преобразователи давления серии "Метран" типа ДД

—
перепад давлений

—
"Метран-45-ДД" с верхними пределами измерений параметра 10 - 25 кПа (1000 - 2500 кгс/м²).

41. Регуляторы давления пара на уплотнения укомплектовываются преобразователями давления этого же типа, а также датчиками давления типа МТ100Р с верхними пределами измерений 0,06 - 0,1 МПа (0,6 - 1,0 кгс/см²), а в некоторых случаях до 0,25 - 0,4 МПа (2,5 - 4,0 кгс/см²). Давление в деаэраторах 0,7 МПа (7 кгс/см²) измеряется преобразователями давления Метран-45-ДИ или датчиками типа МТ100Р с верхним пределом измерения 1 МПа (10 кгс/см²).

42. Типы используемых в рассматриваемых АСР электрических исполнительных механизмов (далее

—
МЭО) постоянной скорости и применяемых для их управления пусковых устройств определяются номинальным крутящим моментом на выходном валу (обычно 100 - 630 Ньютон метр (далее - Н

—
м), номинальным полным ходом выходного вала (0,25 оборота) и номинальным временем хода выходного вала (25 - 63 секунды).

43. В АСР уровня с жесткой обратной связью по положению клапана применяются МЭО с измерительными преобразователями, входящими в блок типа БСПТ (БСПТ-10), преобразующими перемещение выходного вала МЭО в сигнал постоянного тока 0 - 5 миллиАмпер (далее

—
мА).

44. Номенклатура и технические характеристики основных ИМ, применяемых для автоматизации турбинного оборудования ТЭС, приведены в таблице 1 согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

45. Исполнительные механизмы с однофазными синхронными электродвигателями управляются бесконтактными реверсивными пускателями типа ПБР-2М2.1 для МЭО с электромагнитным тормозом, типа ПБР-2М2.2 для МЭО с механическим тормозом, типа ПБР-2М2.1А, ПБР-2М2.2А, с трехфазными электродвигателями

—
ПБР-3М2.2 для МЭО с асинхронными (синхронными) электродвигателями и защитой от их перегрузки, типа ПБР-3М2.1 для МЭО с синхронными электродвигателями типов ДСТР, 2ДСТР, ПБР-3М2.1А и ПБР-3М2.2А, допускается управление ими также от магнитных пускателей.

46. Исполнительные механизмы типа МЭОК управляются реверсивными магнитными пускателями типа ПМЕ-073, ПМЕ-083, ПМЕ-093 или тиристорным усилителем типа У-23.

47. Регулирующие органы АСР турбинного оборудования, включаются в схему избирательного управления по группам, за исключением наиболее ответственных регуляторов, имеющих индивидуальные ключи управления (АСР уровня в деаэраторе, конденсаторе, ПНД № 2, давления в деаэраторе).

Параграф 5. Требования к качеству поддержания параметров

48. Требования к поддержанию технологических параметров авторегуляторами турбоагрегатов.

Устойчивая работа (отсутствие колебаний) АСР и ограниченная частота включений авторегуляторов, которая при постоянном заданном значении нагрузки энергоблока не превышает 6 включений в 1 минуту;

Максимальные отклонения параметров при постоянной заданной нагрузке турбины во всем диапазоне нагрузок турбоустановки не превышает следующих значений:

1) давления пара в коллекторе уплотнений

—
±

5 кПа (0,05 кгс/см²);

2) уровня воды в конденсаторе -

±
150 мм;

3) уровня конденсата греющего пара в регенеративных подогревателях

—
±
150 мм;

4) давления пара в деаэраторе

±
20 кПа (0,2 кгс/см²);

5) уровня воды в деаэраторе

±
200 мм.

49. Допустимые пределы отклонения уровня в подогревателях, конденсаторе и деаэраторе, задаваемые заводами-изготовителями оборудования, превышают приведенные выше значения. Для турбины типа К-300-240 допустимые отклонения уровня от среднего составляют:

1) для ПНД № 3, 4 и ПВД
±
200 мм;

2) ПНД № 2
±
350 мм;

3) конденсатора
±
300 мм;

4) для деаэратора
±
400 мм.

50. Во всем диапазоне изменения нагрузки турбоустановки переходные процессы в АСР при эксплуатационных возмущениях характеризуются малой колебательностью. При изменении нагрузки турбоустановки с максимально допустимой для данного оборудования скоростью и при глубоких возмущениях, связанных, например, с отключением и подключением группы ПВД, переходом с ПЭН на питательный турбонасос (далее

—
ТПН) и обратно, переключением бустерных насосов, срабатыванием технологических защит снижения нагрузки энергоблока, вплоть до собственных нужд или холостого хода турбины, АСР турбоагрегатов не допускается отклонения поддерживаемых параметров до уставок срабатывания защит. У регулятора давления в деаэраторе не допускается резких изменений давления, приводящих к вскипанию воды на стороне всасывания питательных насосов и их запариванию.

Глава 3. Лабораторная проверка аппаратуры авторегулирования

Параграф 1. Проверка измерительных преобразователей уровня и давления

51. В измерительных преобразователях уровня и давления, применяемые в АСР, использующих унифицированный сигнал постоянного тока, в зависимости от применяемой аппаратуры имеются предельные значения выходного сигнала 0 и 5, 0 и 20 или 4 и 20 мА постоянного тока.

При их проверке учитывается, что дифференциальные манометры-уровнемеры при нулевом значении измеряемого параметра имеют выходной сигнал, равный 5 мА.

52. Схема проверки измерительных преобразователей приведена на рисунке 1 согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям. После внешнего осмотра измерительный преобразователь подключается к источнику давления. Источником давления при проверке преобразователя давления (Метран-45-ДД) на перепад давлений менее 10 кПа (1000 кгс/м^2) и до 0,5 МПа (5 кгс/см^2) применяется, например, портативный калибратор давления типа ПКД-10 или задатчик давления "Воздух". Для проверки измерительных преобразователей давления в деаэраторе используются грузопоршневой манометр типа МП-60 и воздушный компрессор типа М-155, развивающий давление до 1 МПа (10 кгс/см^2).

53. В качестве образцовых средств для контроля измеряемой величины применяются образцовые манометры (далее

—
МО), жидкостные микроманометры, а также грузопоршневые манометры (далее - МП) в случае их использования для проверки преобразователя. Для измерения выходного сигнала применяются миллиамперметры постоянного тока класса точности 0,1; 0,2 на пределы измерения 0 - 7,5 мА (для измерительных преобразователей с выходным сигналом до 5 мА) или 0

—
25 мА (для измерительных преобразователей с выходным сигналом до 20 мА).

54. Проверка измерительных преобразователей производится по заводским инструкциям и включает в себя:

- 1) установку нуля;
- 2) установку диапазона выходного сигнала;
- 3) определение основной погрешности и вариации показаний выходного сигнала.

55. После проверки измерительные преобразователи давления заполняются конденсатом. При заполнении конденсатом датчиков типа Метран-45-ДД, у которых уравнильный вентиль отсутствует, для заполнения камер соответствующие вентили открываются, а для заполнения конденсатом и вытеснения воздуха из уравнильной линии вентильного блока один из вентилях закрывается, а другой

—
устанавливают в промежуточное положение. После окончания этой операции последний также закрывается.

56. Если дифференциальный манометр служит измерительным преобразователем давления, то конденсатом заполняется только плюсовая камера.

Параграф 2. Проверка регулирующих приборов

57. Регулирующие приборы проверяются в лаборатории по инструкциям завода изготовителя.

58. Для регулирующего устройства типа РП4-М1 серии АКЭСР-2 допускается сокращенный объем проверки:

- 1) сопротивления изоляции;
- 2) балансировки устройства;
- 3) максимального значения зоны нечувствительности;
- 4) предельных значений коэффициента передачи;
- 5) предельных значений постоянной времени интегрирования.

59. Для регулирующего аналогового блока с импульсным выходным сигналом типа Р27 аппаратуры "Каскад-2" допускается сокращенный объем проверки:

- 1) балансировки блока;
- 2) минимального значения зоны нечувствительности;
- 3) максимального или промежуточного значения коэффициента передачи;
- 4) промежуточного значения постоянной времени интегрирования;
- 5) максимального значения постоянной времени демпфирования;
- 6) минимального значения длительности интегральных импульсов;
- 7) верхних граничных значений масштабных коэффициентов передачи.

Глава 4. Проверка монтажа регуляторов, наладка дистанционного и автоматического регулирования

60. Монтаж регуляторов выполняется согласно СН РК 4.02-03-2012 "Системы автоматизации".

Параграф 1. Проверка монтажа измерительных преобразователей уровня и давления

61. Для измерения уровня применяются, уравнильные сосуды (далее СУ), поставляемые совместно с теплообменниками.

62. Датчики типа Метран-45-ДД измеряющие уровень в теплообменниках и давление пара в коллекторах уплотнений, устанавливаются ниже места измерения. Соединительные линии прокладываются по кратчайшему расстоянию вертикально или с уклоном к горизонтали не менее 1:10 в сторону датчика. Длина соединительных линий не более 15 метров (далее

—
м), внутренний диаметр

—
не менее 8 мм. Трубка, соединяющая уравнильный сосуд с корпусом теплообменника, имеет внутренний диаметр не менее 12 мм и быть прямой и короткой. При измерении давления с помощью Метран-45-ДД, их минусовая камера соединяется с атмосферой.

63. Сосуды и соединительные линии не изолируются, так как при глубоких сбросах нагрузки турбиной возможно вскипание конденсата в сосуде, что приводит к ложной работе регуляторов (особенно для ПВД).

64. Для продувки соединительных линий предусматриваются продувочные линии, которые объединяются в общий коллектор, с вентилями, согласно рисунку 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. Вместо вентиляей на продувочных линиях устанавливаются заглушки 6 и 7, согласно рисунку 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям. Продувочные линии для измерительных преобразователей уровня в конденсаторе, не предусматриваются во избежание дополнительных присосов, согласно рисунку 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

65. К уравнильным сосудам измерительных преобразователей уровня в конденсаторе и в ПНД подводится линия подпитки от конденсатных насосов, которая врезается в плюсовую соединительную линию у сосуда, в соответствии со схемой регулирования уровня в подогревателе, согласно рисунку 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям или измерительного преобразователя, с соответствии со схемой регулирования уровня в конденсаторе турбины, согласно рисунку 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

66. Не подключаются к одному измерительному сосуду измерительные преобразователи контрольно-измерительной аппаратуры, автоматики и защиты. Для каждого из них устанавливаются отдельные сосуды. Запорные вентили устанавливаются до сосудов либо после них.

Рекомендуется установка вентиля на паровой линии до сосуда, так как в этом случае возможно отключение сосуда для ремонта и опрессовки соединительных линий давлением подпиточной воды, вентиль при этом во избежание образования пробок устанавливается в горизонтальном положении по штоку.

67. Водяная соединительная линия измерительного преобразователя регулятора уровня в конденсаторе врезается в нижнюю часть конденсатосборника. Паровая линия подсоединяется к конденсатору выше верха конденсатосборника.

68. Места соединения измерительных преобразователей, находящихся под вакуумом, уплотняются, покрыв места возможного подсоса воздуха густой жировой смазкой.

69. Минусовая трубка измерительных преобразователей уровня в подогревателях подсоединяется к нижней части подогревателя. Врезка минусовой трубки и водоуказательного стекла в сливной трубопровод недопускается, так как при этом появляется дополнительная ошибка измерения, зависящая от скорости потока. Наиболее велика ошибка при измерении уровня в подогревателях, на линии слива которых находятся насосы:

1) в момент включения (кажущийся упуск уровня);

2) отключения (кажущаяся перепитка) насосов.

70. Измерительные преобразователи устанавливаются, на стендах в вертикальном положении. Передача выходного сигнала и подключение питания осуществляются независимо двумя отдельными кабелями, причем сигнальный кабель экранируется.

71. Заземление измерительного преобразователя через специальный зажим на его корпусе производится проводом сечением не менее 2,5 квадратный миллиметр (далее - мм²). Во избежание засорения измерительных преобразователей после их установки они отключаются от соединительных линий и запорные вентили на соединительных линиях закрываются.

Параграф 2. Проверка регулирующих органов

72. Эскизы регулирующих клапанов, применяемых при автоматизации турбинного оборудования, и примеры их сочленений с исполнительными механизмами приведены на рисунках 3

6 согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям. Основные типы применяемых регулирующих клапанов приведены в таблице 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

73. Для регулирования уровня в ПНД, ПВД и в деаэраторах наибольшее распространение получили поворотнo-золотниковые проходные двухпоточные, согласно рисунку 3а) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям и однопоточные, согласно рисунку 4 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, клапаны. Для этих же целей применяются поворотнo-золотниковые проходные двухпоточные клапаны, согласно рисунку 3 в) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям. Эти клапаны имеют большой объем типоразмеров:

- 1) по условному проходу от 50 до 300 мм;
- 2) по площади проходного сечения от 3,5 до 310 квадратных сантиметров (далее - см²).

74. Для регулирования уровня в подогревателях смешивающего типа применяются поворотнo-золотниковые угловые клапаны, согласно таблице 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

75. При осмотре поворотнo-золотниковых клапанов проверяется совпадение механического указателя с рисками на корпусе при полном открытии и закрытии, при полном закрытии клапана обеспечивается перекрытие окон.

76. Длина рычага клапана R (мм), при которой угол поворота кривошипа ИМ составляет 90 градусов, определяется по формуле:

$$R = \frac{\sin 45^\circ}{\sin \frac{\varphi}{2}} r \quad (1)$$

или по приближенной формуле:

$$R = \frac{90^\circ}{\varphi} r \quad (2)$$

где

φ

— рабочий угол поворота рычага регулирующего клапана, град.;

r

— длина кривошипа ИМ, мм.

77. Для уменьшения усилий на золотник ИМ размещается так, чтобы в среднем положении кривошип и рычаг клапана были перпендикулярны соединительной тяге, согласно рисунку 4в) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

Для удобства настройки сочленения на рычаге клапана имеется несколько отверстий.

78. Для регулирования давления пара в деаэраторе применяются золотниковые клапаны, согласно рисунку 5 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям или поворотно-золотниковые клапаны, согласно рисунку 3в) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

79. Для золотниковых клапанов длина R (мм) рычага клапана, обеспечивающая поворот кривошипа исполнительного механизма на угол 90 градусов, определяется по формуле:

$$R = 1,2 \frac{mr}{h_{\text{раб}}} \quad (3)$$

где r

— длина кривошипа ИМ, мм;

m

— расстояние между осью вращения рычага клапана и местом крепления штока золотника к рычагу, мм;

$h_{\text{раб}}$

— рабочий ход клапана, мм.

80. Для того, чтобы на золотник не действовали никакие усилия, кроме перестановочных, согласно рисунку 5а) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям рекомендуется:

- 1) обеспечивается в среднем положении ИМ и клапана параллельность кривошипа ИМ и рычага клапана и их перпендикулярность тяге;
- 2) обеспечивается в среднем положении параллельность тяги штоку золотника;
- 3) устанавливается ИМ таким образом, чтобы расстояние по горизонтали между осями вращения кривошипа ИМ и рычага клапана $L = R + r$ (или $L = R - r$, если кривошип и рычаг клапана направлены в одну сторону);
- 4) обеспечивается длина тяги равной $(3 - 8) r$.

81. При выполнении этих рекомендаций сочленения не будут искажать расходную характеристику регулирующих органов (далее РО).

82. Сочленения для клапана, изображенного на рисунке 5в) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, выполняются аналогично, в этом случае необязательна перпендикулярность штока и рычага в среднем положении, так как для приведенной конструкции все усилия, отличающиеся от перестановочных, воспринимаются промежуточным шарниром.

83. Для регулирования давления пара на уплотнения турбины, совместно с турбиной поставляются регулирующие клапаны собственной конструкции, поворотные-золотниковые проходные клапаны и клапаны согласно таблице 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

84. Клапаны регулятора уровня в конденсаторе поставляются совместно с турбиной заводами-изготовителями турбин. Двухседельный клапан, изображен на рисунке 6б) согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям. При его осмотре обращается внимание на отсутствие люфтов в местах сочленения рычага клапана со штоком. Люфт устраняется наплавкой металла с последующей механической обработкой соприкасающихся поверхностей.

85. Комбинированный клапан уровня и рециркуляции в конденсаторе, настраивается по данным чертежа завода-изготовителя, согласно рисунку 6б) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

Закрывается полностью основной клапан, закручивается болт 1 до соприкосновения внутреннего штока 2 с гайкой золотника 3 основного клапана. Измеряется положение нижнего конца болта и затем закручивается он, как показано на рисунке, чтобы обеспечивалось начало открытия клапана рециркуляции, когда основной клапан закрывается до 30 - 40 % хода.

86. Рекомендации по сочленениям ИМ с этими клапанами аналогичны рассмотренным выше согласно рисунку 5 приложения 3 к настоящим Методическим

указаниям. Для регулирования уровня в конденсаторе турбин применяются также поворотно-золотниковые клапаны.

87. РО совместно с ИМ в пределах всего регулировочного диапазона имеют рабочие характеристики, близкие к линейным (различающиеся по крутизне во всех точках не более чем в 1,5 раза), и не имеют люфты, превышающих 2 % полного хода.

88. Пропуск регулирующих клапанов в закрытом положении не превышает 5 - 10 % максимального расхода.

89. С целью оценки соответствия выбранного регулирующего клапана запроектированной АСР до осмотра РО производится их поверочный расчет, который состоит в определении максимального проходного сечения РО, соответствующего максимальному расходу среды через него.

90. Этот расчет применяется для автоматического регулирования потоков однофазных сред:

- 1) воды (АСР уровня в деаэраторе и конденсаторе);
- 2) воды, вскипающей при дросселировании (АСР уровня в регенеративных подогревателях);
- 3) водяного пара (АСУ давления в деаэраторе и уплотнениях турбины).

91. Пример расчета для АСР уровня в ПВД № 7 приведен согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

92. Во время осмотра регулирующих клапанов уточняются действительные размеры проходного сечения и рабочего хода клапана, проверяются состояние уплотнительных поверхностей, убедившись в отсутствии перекосов и люфтов в сочленениях. Размер проходного сечения окон, вырезанных в золотнике клапана, определяется по оттиску на листе бумаги, обернутом вокруг золотника. Снаружи клапана имеется указатель полного открытия и закрытия.

93. После сборки проверяется легкость хода регулирующего клапана.

94. Если в результате осмотра окажется, что площадь проходного сечения клапана не соответствует требуемой по расчету (меньше или больше требуемой более чем в 2 раза), то РО заменяются, руководствуясь каталогами на арматуру согласно таблице 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

В случае, если такая замена не представляется возможной, по требуемой рабочей расходной характеристике клапана (зависимости расхода среды от хода или угла поворота клапана), которая для рассматриваемых АСР принимается линейной, определяется конструктивная характеристика (зависимость изменения площади проходного сечения от хода или угла поворота клапана), профиль проходного сечения и перепрофилируется клапан.

95. До работ по включению регуляторов оцениваются расчетным путем расходные характеристики клапанов, в особенности тех из них, экспериментальное определение

которых в последующем не представляется возможным из-за отсутствия расходомеров (регулирующие клапаны уровня в подогревателях).

96. Если в результате расчета и построения расходной характеристики окажется, что ее крутизна в пределах регулировочного диапазона различается более чем в 1,5 раза, также производится определение конструктивной характеристики и профиля проходного сечения клапана по заданной (линейной) расходной характеристике.

97. Коррекция расходных характеристик РО перепрофилированием их проходного сечения выполняется в соответствии приложением 4 к настоящим Методическим указаниям.

98. В условиях электростанций перепрофилирование проходного сечения выполняется для большинства РО, применяемых для турбинного оборудования.

99. Сочленение ИМ с регулирующим клапаном не имеет перекосов и заеданий.

100. Повороту выходного вала ИМ на 90 градусов соответствует полный ход регулирующего клапана между крайними положениями.

101. Допустимые значения люфтов и выбегов выходного вала ИМ регламентируются их техническими характеристиками, которые приводятся в инструкциях заводов-изготовителей. Для применяемых в АСР турбоагрегатов ИМ, согласно таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, люфт выходного вала ИМ не превышает 0,75 градуса, а его выбег

—
0,5 % полного хода выходного вала для ИМ с временем полного хода 25 секунд и 0,25 % для ИМ с временем полного хода 63 секунды.

102. Сочленения выполняются таким образом, чтобы перестановочные усилия, действующие на затвор РО, были малыми и примерно одинаковыми в обоих направлениях.

103. Расходная характеристика РО корректируется за счет изменения сочленений, однако эти возможности ограничены. Если расходная характеристика РО выпуклая, то характеристика сочленений (зависимость угла поворота рычага РО от угла поворота кривошипа ИМ) будет вогнутой, чем больше выпуклость расходной характеристики, тем больше будет вогнутость характеристики сочленений. Это достигается тем, что в положении "Закрыто" РО угол ϵ между кривошипом исполнительного механизма и тягой согласно рисункам 4г) и 5б) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, будет максимальным (но не более 170 градусов). При этом, в положении "Открыто" существенно уменьшится крутящий момент.

104. Спрямление расходных характеристик РО выбором сочленений выполняется в соответствии с приложением 4 к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 3. Проверка электрических схем, наладка

дистанционного и автоматического управления

105. Электрические схемы проверяются по монтажным схемам, предварительно сверенным с принципиальными и по развернутым схемам, составленным перед наладкой. При составлении развернутой схемы условными обозначениями отмечаются все зажимы, панели, шкафы, сборки, стенды, номера кабельных связей.

106. Правильность монтажа проверяется "прозвонкой" цепей. Провода, находящиеся в пределах одной панели, проверяются с помощью омметра, согласно Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907).

107. Кабели или перемычки между панелями проверяются с помощью телефонного комплекта. Перед проверкой провода отсоединяются от зажимов панелей и аппаратов.

108. Для РО АСР, включенных в схему избирательного управления, опробуется схема общих цепей избирательного управления набором кода (номера) соответствующего РО. Реле выбора объекта при этом коммутируются соответствующие шинки управления и групповой указатель положения, а также сигнализируется на мнемосхеме о выборе объекта управления.

109. После подачи напряжения к ИМ настраивается их дистанционное управление (далее - ДУ). При этом:

1) проверяются сочленение ИМ с РО, устанавливаются механические упоры в крайних положениях кривошипа;

2) устанавливается РО в среднее положение и проверяется правильность вращения выходного вала при подаче сигнала "Прибавить" и "Убавить". Для ИМ, включенных в схему избирательного управления, подача сигналов производится групповым ключом управления, для ИМ, имеющих индивидуальные ключи управления,

—
соответствующими кнопками, расположенными на ключе. При выходе кривошипа ИМ на механические упоры проверяются, на не отключения двигателя в этом положении в течение 1 минуты.

Устанавливаются кулачки микропереключателей типа БСПТ таким образом, чтобы микропереключатели конечных и путевых выключателей срабатывали при подходе кривошипа к механическим упорам.

При работе ИМ совместно с пускателями типа ПБР учитывается, что и при отсутствии сигнала на входе пускателя на его выходных зажимах присутствует напряжение. При подключении пускателей типа ПБР-2М фаза питающего напряжения подключается к зажиму 1 пускателя. В схемах управления с контактными магнитными пускателями проверяется одновременность замыкания контактов;

3) настраивается блок сигнализации положения токовый типа БСПТ-10 в соответствии с инструкцией по эксплуатации, для чего используется профиль кулачка 0

...

90 градуса, перемещается РО в начальное положение и, установив кулачок в начальное положение профиля по риску, устанавливается выходной сигнал блока, равный нулю, с помощью регулировочного винта, перемещается РО в конечное положение и устанавливается регулировочным винтом конца диапазона выходной сигнал, равный 5 мА.

При настройке БСПТ используется миллиамперметр постоянного тока класса точности не ниже 0,5 на пределы измерения 0 - 5 мА или 0 - 7,5 мА;

4) проверяется работа указателя положения (далее

УП) (индивидуального или группового) при перемещении регулирующего органа из начального положения в конечное (показания УП соответствуют 0 и 100 %);

5) проверяется работа ИМ при дистанционном перемещении из одного крайнего положения в другое, обращая внимание на отсутствие люфтов и выбегов. Люфт выходного вала ИМ определяется визуально или по перемещению конца рычага выходного вала, при допустимом для ИМ люфте в 0,75 градуса это перемещение при длине рычага 250 мм составляет 3,3 мм. Причинами повышенного люфта являются повышенный износ зубчатой передачи или люфты в шпонках. Они устраняются заменой зубчатой пары или шпонок. Выбег выходного вала ИМ определяется при сочлененном ИМ с РО по УП (оценивается значение перемещения РО в процентах УП после прекращения действия команды от ключа управления). Эта оценка является, приближенной. Причинами повышенного выбега являются попадание масла на тормозной шкив или тормозную колодку или нарушение настройки тормоза. В первом случае смазка удаляется, во втором - производится настройка электромагнитного тормоза МЭО установкой с помощью регулировочных гаек зазора между якорем и магнитопроводом электромагнита в пределах 2

...

2,5 мм. Полный люфт ИМ с РО и уточненное значение выбега определяются при необходимости на работающем оборудовании;

б) измеряется время перемещения ИМ между его крайними положениями.

110. Проверка цепей автоматического управления производится в последовательности:

1) дистанционно устанавливается РО в среднее положение (50 % УП);

2) проверяется, что технологические блокировки (защиты) не разрывают цепи автоматического управления;

3) отключаются от регулирующего устройства цепи измерительного преобразователя перемещения, на регулирующем устройстве вызывается непрерывное свечение индикатора "Больше" путем перемещения задатчика (корректора);

4) для ИМ, включенного в схему избирательного управления, переводится его на автоматическое управление нажатием кнопки "Авт". Для ИМ, имеющего индивидуальный ключ управления, перевести ключ управления в положение "Авт". При этом РО открывается, в этом случае проверяют срабатывание путевых выключателей при полном открытии РО. Если РО начнет закрываться, следует его немедленно остановить, поменять жилы на зажимах 7 и 9 регулирующего устройства и повторить проверку;

5) выполняется аналогичная проверка при свечении индикатора "Меньше" регулирующего устройства;

6) повторяется выполнение двух последних операций, проверяется разрыв цепей управления авторегуляторов в сторону "Прибавить" и "Убавить" при имитации срабатывания технологических блокировок (защит).

Глава 5. Расчет параметров настройки регуляторов

111. Определение параметров настройки регуляторов выполняется в несколько этапов. Сначала рассчитываются параметры статической настройки, затем рассчитываются или принимаются на основе имеющегося опыта параметры динамической настройки.

112. Перед первым включением регулятора эти параметры устанавливаются с помощью органов настройки на регулирующем устройстве (типа РП4-М1). В процессе пробных включений и испытаний регуляторов параметры настройки корректируются.

113. Функциональная схема одноконтурной АСР с жесткой обратной связью, реализованная на аппаратуре АКЭСР-2, приведена на рисунке 1 согласно приложению 5 к настоящим Методическим указаниям. В АСР входят регулирующее устройство типа РП4-М1, блок управления типа БРУ-32, пусковое устройство типа ПБР-3М2.2, измерительный преобразователь регулируемого параметра с коэффициентом передачи

K_A^{pp} , измерительный преобразователь перемещения ИМ с коэффициентом передачи $K_{дп}$ (для АСР с жесткой обратной связью) и оперативный задатчик типа РЗД-12, которые в совокупности образуют собственно регулятор, а также объект регулирования.

В одноконтурной АСР с жесткой обратной связью имеется внутренний контур, замыкающийся жесткой обратной связью по положению клапана, и внешний контур, замыкающийся главной обратной связью по состоянию регулируемого параметра. Параметры динамической настройки этих контуров определяются независимо один от другого.

114. Статическая настройка определяет точность поддержания регулируемой величины и соотношение входных сигналов в установившихся режимах, а динамическая настройка

характер изменения параметров во времени при переходе от одного установившегося режима к другому. Одни органы настройки регулятора влияют только на статическую или динамическую настройку, а другие

на статические и динамические характеристики регулирования одновременно.

115. На функциональной схеме АСР, согласно рисунку 1 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям, в рамках для регулирующего устройства указаны органы статической и динамической настройки регулятора. Назначение этих органов, а также условные обозначения параметров, используемых для дальнейших расчетов, приведены ниже.

116. Параметры, характеризующие технологические требования к АСР:

1)

$$X_{pn} \text{ и } X_{pn}^u$$

текущее и номинальное значения регулируемого параметра, единица регулирования параметров (далее - ед. рег. пар.);

2) $D_{\text{зад}}$

диапазон действия задатчика, ед. рег. пар.;

3)

$$\Delta$$

нечувствительность регулятора, ед. рег. пар.;

4) d

статическая ошибка (неравномерность) регулирования, ед. рег. пар.

117. Параметры, измерительных преобразователей и исполнительного механизма:

1) D

диапазон изменения входного сигнала измерительного преобразователя регулируемого параметра, ед. рег. пар.;

2) d

диапазон изменения выходного сигнала измерительного преобразователя регулируемого параметра, мА;

3)

$$K_A^* = \frac{d}{D}$$

коэффициент передачи измерительного преобразователя регулируемого параметра, мА/ед. рег. пар.;

4) $T_{см}$

—
время полного хода ИМ, секунда;

5) п

—
положение ИМ, процент Указателя Положения (далее - % УП);

6) N

—
диапазон хода ИМ между путевыми выключателями, % УП;

7) $K_{дп}$

—
коэффициент передачи измерительного преобразователя перемещения ИМ, миллиАмпер/процент Указателя Положения (далее - мА/% УП) (численно

$$K_{дп} = \frac{5}{100} = 0,05 \frac{мА}{\% УП}$$

).

118. Органы параметров настройки регуляторов для аппаратуры АКЭСР-2:

1) $R7$

—
резистор, определяющий диапазон действия оперативного задатчика, МегаОм (далее МОм);

2)

$$\alpha_{зд}^{д}, \alpha_{зд}^{мл}$$

—
органы установления номинального значения регулируемого параметра, % диапазона изменения входного сигнала;

3)

$$\alpha_i^{рп}$$

—
орган масштабирования сигнала по регулируемому параметру, деления (далее - дел.),

4)

$$\alpha_i^{пп}$$

—
орган масштабирования сигнала от измерительного преобразователя перемещения, ИМ, дел.;

5)

$$\alpha$$

—

орган масштабирования сигнала рассогласования входных параметров, дел.;

б)

α
 Δ
—

зона нечувствительности регулирующего устройства, % диапазона изменения входного сигнала;

7) T_{ϕ}

—

постоянная времени фильтра, секунд;

8) $t_{и}$

—

постоянная времени интегрирования, секунд;

9)

α
 π
—

коэффициент передачи регулирующего устройства, секунда/% диапазона изменения входного сигнала;

10) $t_{и}$

—

длительность интегральных импульсов, секунд.

119. В объем статической настройки регуляторов включаются:

1) определение положения органов настройки регулирующих устройств, обеспечивающих требуемую статическую точность регулирования;

2) настройка диапазона действия задатчика ($D_{зад}$);

3) настройка аппаратуры на поддержание заданного номинального значения регулируемого параметра ($X_{пр}^{н}$).

$X_{пр}^{н}$

).

120. Для определения положения органов настройки регулирующих устройств, обеспечивающих требуемую статическую точность регулирования, задаются допустимой нечувствительностью регулятора

Δ

по регулируемому параметру. Принимается для одноконтурных АСР с жесткой обратной связью:

Δ

= (0,02 - 0,05) d.

(4)

121. Зависимость между нечувствительностью и органами настройки регулирующего устройства для аппаратуры АКЭСР-2 определяется выражением:

$$\Delta = \frac{\alpha_{\Delta} d}{100 \alpha_i^{FP} \alpha_{\Sigma} K_A^{FP}} \quad (5)$$

или, так как

$$K_A^{FP} = \frac{d}{D}$$

:

$$\Delta = \frac{0,01 \alpha_{\Delta} d}{\alpha_i^{FP} \alpha_{\Sigma}} \quad (6)$$

Параметры статической настройки регулирующего устройства

α

Δ

и

$$\alpha_i^{FP} \alpha_{\Sigma}$$

определяющие нечувствительность регулятора, связаны соотношениями:

$$\alpha_{\Delta} = \frac{100 \Delta}{D} \alpha_i^{FP} \alpha_{\Sigma} \quad (7)$$

или

$$\alpha_i^{FP} \alpha_{\Sigma} = \frac{0,01 D}{\Delta} \alpha_{\Delta} \quad (8)$$

то есть, для определения одного из параметров (например,

α

Δ

) нужно задаться другим

$$\alpha_i^{FP} \alpha_{\Sigma}$$

.

122. Диапазон действия задатчика $D_{\text{зад}}$ или цена его деления ($D_{\text{зад}}/100$ %) определяется исходя из возможности обеспечения оперативного изменения регулируемого параметра от минимально до максимально допустимого по условиям эксплуатации значения.

123. Принимается для одноконтурных АСР с жесткой обратной связью:

$$D_{\text{зад}} = (0,5 - 1,5) d. \quad (9)$$

Далее для удобства отсчета цены деления задатчика значение $D_{\text{зад}}$ округляется.

124. На аппаратуре АКЭСР-2 реостатный оперативный задатчик типа РЗД-12 подключается на не масштабируемый вход типа РП4-У-М1 через внутренний задатчик, его диапазон $D_{\text{зад}}$ (мА) зависит от сопротивления резистора R_7 внутреннего задатчика:

$$d_{\text{зад}} = \frac{0,6}{R_7}, \text{ мА.} \quad (10)$$

При установленном заводом-изготовителем сопротивлении резистора R_7 , равном 1,2 МОм, $d_{\text{зад}} = 0,5$ мА.

125. Для установления требуемого диапазона действия задатчика $D_{\text{зад}}$ резистор сопротивлением 1,2 МОм нужно заменяется на резистор, сопротивление которого (МОм) определяется по формуле:

$$R_7 = \frac{0,6D}{dD_{\text{зад}}\alpha_i^{\text{РП}}} \quad (11)$$

где $\alpha_i^{\text{РП}}$

принято или определено по формуле (8).

126. До включения одноконтурных стабилизирующих АСР аппаратура настраивается на поддержание заданного номинального значения параметра

$X_{\text{м}}^*$

. Для этой цели в аппаратуре АКЭСР-2 используется внутренний задатчик с установлением задания переключателем дискретного задания

$\alpha_{\text{ЗД}}^{\text{Д}}$

0 до 90 % через каждые 10 % и потенциометром

$\alpha_{\text{ЗД}}^{\text{ПЛ}}$

со шкалой (-10

...

0

...

+10) %.

Соответственно для аппаратуры АКЭСР-2 при известном значении

$\alpha_i^{\text{РП}}$

:

$$\alpha_{\text{Д}}^{\text{Д}} + \alpha_{\text{Д}}^{\text{ПД}} = \frac{X_{\text{РП}}^{\text{н}}}{D} \alpha_i^{\text{РП}}$$

(12)

127. Для регуляторов давления пара на уплотнения турбины, измерительные преобразователи регулируемого параметра которые устанавливаются ниже точки измерения давления, при настройке на поддержание заданного значения параметра учитывается поправка на массу столба жидкости в соединительной линии. Тогда в формулу (12) вместо

$$X_{\text{РП}}^{\text{н}}$$

(МПа) подставляют:

$$X_{\text{РП}}^{\text{н1}} = X_{\text{РП}}^{\text{н}} 0,01 \Delta h_{\text{Д}}$$

(13)

где

Δ

$h_{\text{Д}}$

—

расстояние по вертикали между точкой измерения давления и мембраной (пружиной) измерительного преобразователя, м.

128. При работе с нормированным сигналом 4

...

20 мА сигнала внутреннего задатчика типа РП4-М1 используется для компенсации входного сигнала 4 мА, при котором напряжение на гнездах О, У равно (0

\pm

2,5) миллиВольт (далее

—

мВ).

129. Параметрами динамической настройки регуляторов давления и внутреннего контура регуляторов уровня являются:

- 1) коэффициент пропорциональности регулятора (внутреннего контура);
- 2) постоянная времени интегрирования;
- 3) длительность интегрального импульса.

130. Коэффициент пропорциональности внутреннего контура (% УП/% УП) одноконтурной АСР с жесткой обратной связью, согласно рисунку 1 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям, состоящего из измерительного преобразователя перемещения ИМ, регулирующего устройства типа РП4-М1 и ИМ,:

$$K_{\text{П}}^{\text{БК}} = \frac{100 K_{\text{Д}}}{T_{\text{см}}} \alpha_i^{\text{ПД}} \alpha_{\text{z}} \alpha_{\text{П}}$$

(14)

131. При принятом или определенном по формуле (8)

$$\alpha_i^{\text{РП}} \alpha_{\text{z}}$$

коэффициент пропорциональности регулятора одноконтурной стабилизирующей АСР устанавливается органом настройки коэффициента передачи

α

аппаратуры АКЭСР-2, а коэффициент пропорциональности внутреннего контура одноконтурной АСР с жесткой обратной связью, кроме

α

зависит также от положения

α_i^{PP}

. Постоянная времени интегрирования $t_{ин}$ и длительность интегрального импульса $t_{ин}$ устанавливаются соответствующими органами настройки регулирующих устройств.

132. Параметры динамической настройки регулятора давления в деаэраторе определяют по кривой разгона объекта или экспериментально. Для регулятора давления пара на уплотнения и внутреннего контура регуляторов уровня параметры динамической настройки, определяются только опытным путем. Для регуляторов уровня определение этих параметров производится на неработающем оборудовании, предварительно задавшись $T_{ф}$, при этом желательно расчленить ИМ и РО.

133. Устойчивость и качество регулирования внешнего контура для регуляторов уровня с жесткой обратной связью по положению клапана определяются коэффициентом пропорциональности регулятора

$K_{II}^{жос}$

(процент Указателя Положения / единица регулирования параметров (далее - % УП/ед. рег. пар.)).

Для аппаратуры АКЭСР-2, согласно рисунку 1 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям:

$$K_{II}^{жос} = \frac{K_{Д}^{PP} \alpha_i^{PP}}{K_{ДП} \alpha_i^{ПП}}$$

. (15)

Принимая во внимание, что

$$K_{Д}^{PP} = \frac{d}{D}$$

и $K_{ДП} = 0,05 \text{ мА/}\% \text{ УП}$:

$$K_{II}^{жос} = \frac{20 d \alpha_i^{PP}}{D \alpha_i^{ПП}}$$

. (16)

При использовании с аппаратурой АКЭСР-2 измерительных преобразователей регулируемого параметра с диапазоном изменения выходного сигнала $d = 5 \text{ мА}$:

$$K_{II}^{жос} = \frac{100 \alpha_i^{PP}}{D \alpha_i^{ПП}}$$

. (17)

Так как регуляторы уровня осуществляют пропорциональный закон регулирования, при изменении нагрузки турбины, сопровождающемся изменением положения регулирующего органа, возникает статическая ошибка (неравномерность) регулирования d , которая связана с

$K_{\Pi}^{стат}$

следующей зависимостью:

$$K_{\Pi}^{стат} = \frac{N}{\delta}.$$

(18)

134. Уменьшение

$K_{\Pi}^{стат}$

(например, увеличением

$\alpha_i^{ПП}$

при неизменном

$\alpha_i^{РП}$.

) повышает устойчивость процесса регулирования, при этом увеличивается неравномерность регулируемого параметра d , которая превышает допустимые технологические пределы, согласно параграфа 5 главы 2 настоящих Методических указаний.

135. Оптимальное значение

$K_{\Pi}^{стат}$

(неравномерности) определяется по кривой разгона объекта, для рассматриваемых АСР этот параметр по динамическим характеристикам объекта не рассчитывается.

136. На практике неравномерность регулирования для регулятора уровня в конденсаторе принимается равной 200

...

400 мм (2

...

4 кПа, 200

...

400 кгс/м²), в ПВД и ПНД поверхностного типа 100

...

300 мм (1

...

3 кПа, 100

...

300 кгс/м²), в ПНД смешивающего типа и деаэраторе 400

...

600 мм (4

...

6 кПа, 400

...

600 кгс/м²), что соответствует следующим значениям

$K_{\Pi}^{жос}$

для регуляторов уровня:

1) в конденсаторе 0,5

...

0,25 процент/миллиметр (далее - %/мм), в ПВД и ПНД поверхностного типа 1,0

...

0,33 %/мм;

2) в ПНД смешивающего типа и деаэраторе 0,25

...

0,17 %/мм. При указанной неравномерности обычно обеспечивается удовлетворительное качество регулирования уровня.

137. Зависимость между органом масштабирования сигнала от измерительного преобразователя перемещения ИМ и неравномерностью определяется формулами:

1) для аппаратуры АКЭСР-2:

$$\alpha_i^{ПП} = \frac{20d\delta}{ND} \alpha_i^{РП} = \frac{20d}{K_n^{жос} D} \alpha_i^{РП}$$

;(19)

2) при $d = 5$ мА:

$$\alpha_i^{ПП} = \frac{100\delta}{ND} \alpha_i^{РП} = \frac{100}{K_n^{жос} D} \alpha_i^{РП}$$

.(20)

138. В случае, если диапазон хода ИМ между путевыми выключателями $N = 100$ %,

$$\alpha_i^{ПП} = \frac{d\delta}{5D} \alpha_i^{РП}$$

.(21)

139. Рассмотрение вышеприведенных формул показывает, что параметры статических и динамических настроек регуляторов взаимосвязаны. Расчетные параметры настроек не выходят за пределы соответствующих шкал с цифровыми отметками, в противном случае производится перерасчет, задавшись новыми данными.

140. Во всех случаях стремятся к тому, чтобы расчетные значения органов настроек были в середине диапазона настроек для возможности последующей корректировки.

Установление

α

Δ

> (1

...

1,2) % и $T_{\phi} > (4$

...

5) секунд влияет на динамические параметры регулирующего устройства.

141. Расчетные формулы для определения параметров настройки регуляторов с жесткой обратной связью сведены в таблицу 1 согласно приложению 5 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 6. Подготовка регуляторов к включению

142. Операции по подготовке регуляторов к включению начинаются не менее чем через 30 минут после подачи напряжения на регулируемую аппаратуру, измерительный преобразователь регулируемого параметра и ИМ.

Параграф 1. Подготовка регулирующих устройств

143. Подготовка регулирующих устройств заключается в оценке их общей работоспособности в соответствии с заводскими инструкциями.

144. При подготовке регулирующих устройств проверяется фазировка оперативных (выносных) задатчиков и измерительных преобразователей.

145. Фазировка задатчика будет такой, чтобы изменение положения задатчика по его шкале в сторону увеличения вызывало загорание индикатора регулирующего устройства, приводящего к перемещению регулирующего органа в направлении увеличения регулируемого параметра, и наоборот. Для регуляторов уровня и давления в деаэраторе и давления пара на уплотнения турбины это означает, что поворот рукоятки задатчика по часовой стрелке вызывает загорание индикатора "Больше"; для регуляторов уровня в ПНД, ПВД и конденсаторе - индикатора "Меньше". Если это условие не выполняется, в панели регуляторов меняются местами крайние жилы, идущие от реостатных задатчиков.

146. Для фазировки измерительных преобразователей регулируемых параметров на неработающем оборудовании для регуляторов давления реостатный задатчик устанавливается в среднее положение, регулирующее устройство настраивается на поддержание заданного значения параметра, и рукоятка

α

$P_{\text{п}}$ вводится в расчетное положение. При этом загорается (или остается гореть) индикатор "Больше". Для фазировки измерительных преобразователей уровня при выведенной рукоятке

α

$d_{\text{п}}$ выполняются те же операции и имитируется высокий уровень в теплообменнике уравниванием давления в плюсовой и минусовой камерах дифференциального манометра. При этом для регулятора уровня в деаэраторе на регулирующем устройстве

загорается (остаётся гореть) индикатор "Меньше", для регуляторов уровня в ПНД, ПВД и конденсаторе - индикатор "Больше". Если вышеперечисленные условия не выполняются, два провода, идущие от измерительных преобразователей, меняются местами в панели регуляторов.

147. Для фазировки измерительных преобразователей перемещения ИМ:

1) проверяется, что при перемещении ИМ от одного крайнего положения до другого ток в цепи измерительного преобразователя изменяется от 0

±

0,1 до 5

±

0,1 мА;

2) устанавливается регулирующий орган в промежуточное положение;

3) вводится

α

дп в положение 0,1

...

0,2 и балансируется при этом регулирующее устройство;

4) дистанционно изменяется положение регулирующего органа.

148. Если при этом при открытии регулирующего органа загорается индикатор "Меньше", а при его закрытии "Больше", измерительный преобразователь перемещения сфазирован правильно, в противном случае в панели регуляторов меняются местами провода, идущие от измерительного преобразователя.

Параграф 2. Подготовка измерительных преобразователей уровня и давления

150. В подготовку включается:

1) продувка соединительных линий;

2) заполнение соединительных линий и сосудов конденсатом;

3) корректировка нуля измерительного преобразователя;

4) включение измерительного преобразователя в работу.

149. Соединительные линии измерительных преобразователей уровня продуваются в коллектор открытием продувочных вентилях 6 и 7 и плавным открытием на 1

...

3 минуты первичных вентилях 4 и 5, согласно рисунку 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

150. При отсутствии на соединительных линиях продувочных вентилях от линии отключается измерительный преобразователь или открываются заглушки на продувочных линиях.

151. Для измерительных преобразователей, находящихся под вакуумом (регуляторы уровня в конденсаторе, ПНД), в тех случаях, когда подпиточная линия врезана после

первичного вентиля, согласно рисункам 1 и 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, продувка плюсовой соединительной линии производится путем открытия вентиля подпитки 8 при закрытом первичном вентиле 4 через плюсовую линию, подходящую к первичному преобразователю, или заглушку 7. Продувка минусовой соединительной линии производится на неработающем оборудовании (при отсутствии вакуума) при наличии достаточного уровня в теплообменнике.

152. Манометры продуваются при открытых запорном вентиле 3 у измерительного преобразователя и продувочном вентиле 7 плавным открытием первичного вентиля 4, согласно рисунку 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

153. Для заполнения сосудов и плюсовой соединительной линии измерительных преобразователей уровня в ПНД и конденсаторе открывается подпиточный вентиль. При этом производится опрессовка системы давлением подпиточной воды, для чего закрываются первичные вентиля и устанавливаются в промежуточное положение вентиля датчиков Метран-45-ДД (при внимательном осмотре всей системы).

154. Заполнение конденсатом соединительных линий и сосудов, находящихся под давлением, после их продувки происходит в течение 1

...

2 часа. Для ускорения этого процесса плюсовые линии первичных преобразователей частично заполняются конденсатом установкой в промежуточное положение вентиля датчиков Метран-45-ДД.

Для ускорения заполнения сосудов ПВД конденсатом иногда искусственно повышается уровень в подогревателе выше верхней точки подключения сосудов.

155. Не менее чем через 30 минут после подключения к измерительному преобразователю питания с помощью корректора нуля устанавливается выходной сигнал измерительного преобразователя, соответствующий нулевому значению измеряемого параметра (для манометров и перепадомеров 0 или 4 мА, для уровнемеров 5 мА).

Для этого:

1) для датчиков уровня Метран-45-ДД закрывается вентильный блок, завернув последовательно до упора вращением по часовой стрелке вентиля дифференциального манометра (при этом уравнивательная линия между плюсовой и минусовой камерами дифференциального манометра открывается);

2) для датчиков давления Метран-45-ДД, МТ100Р закрываются вентиля 3 и 4 и открывается продувочный вентиль 7, согласно рисунку 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

156. Учитывается, что при заполнении измерительных преобразователей и соединительных линий конденсатом в них остаются пузырьки воздуха, поэтому рекомендуется в течение 2 суток 1 раз в сутки корректировать нуль измерительного

преобразователя. Заводы-изготовители рекомендуют производить корректировку нуля измерительного преобразователя в течение последующих 10 суток 1 раз в 2 суток.

157. В целях предотвращения постановки датчиков уровня (Метран-45-ДД) под одностороннее статическое давление включение их в работу производится следующим образом, открывается вентильный блок (закрывается уравнивательная линия между плюсовой и минусовой камерами), завернув последовательно до упора вращением против часовой стрелки вентили датчика.

158. Для включения манометров при закрытом продувочном вентиле и открытом запорном вентиле измерительного преобразователя плавно открывается первичный вентиль.

159. После включения измерительных преобразователей в работу поддерживают постоянную подпитку конденсатом измерительных сосудов, работающих под вакуумом, через дроссельную шайбу или вентиль 8, согласно рисунку 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, открытый на 1/4 - 1/8 оборота штурвала.

Глава 7. Включение автоматической системы регулирования в работу

160. Ниже приводится последовательность выполнения операций (этапов) по включению АСР в работу, которые выполняются в полном объеме при первом включении регулятора на головном оборудовании.

При повторном включении АСР и в случаях, когда имеются данные по настройке АСР на аналогичном оборудовании, некоторые из параметров настройки принимаются в качестве исходных (без выполнения соответствующих расчетов или этапов по включению регуляторов) и при необходимости уточняются.

Параграф 1. Отстройка от пульсаций регулируемого параметра

161. Эта операция производится при постоянном значении нагрузки энергоблока и нормальной работе основного оборудования. Дистанционно устанавливается заданное значение регулируемого параметра (для регуляторов уровня с учетом положения регулирующего клапана при заданном значении нагрузки и расчетной неравномерности).

162. На регулирующих устройствах устанавливаются (для типа РП4-М1):

1) расчетные параметры настройки регуляторов, согласно главе 8 настоящих Методических указаний, T_{ϕ} , $t_{и}$ в положение, соответствующее их минимальному значению, $a_{п}$ - в положение "

∞

";

2) оперативные задатчики в среднее положение.

Рукоятками

$\alpha_{\text{зб}}^{\text{Д}}$

и

$\alpha_{\text{зб}}^{\text{ДД}}$

балансируются регулирующие устройства.

163. Если после балансировки индикаторные лампочки вспыхивают чаще 3

...

4 раза в 1 минуту, выполняются операции по устранению пульсаций до 3

...

4 раза в 1 минуту в такой последовательности:

1) вводится рукоятка потенциометра $T_{\text{ф}}$ до 5 секунд интервалом 1 секунда, контролируя снижение уровня пульсаций до допустимого значения;

2) если вводом демпфера до 5 секунд пульсации не устраняются, постепенно вводится рукоятка потенциометра

α

Δ

до 1

—

1,2 %, после чего для устранения все еще недопустимых пульсаций уменьшается положение рукоятки

$\alpha_i^{\text{ДП}}$

или

α

\sum

(предпочтительнее

α

\sum

, так как при этом не требуется корректировка расчетных параметров настройки), балансируя регулирующее устройство после каждого изменения положения рукояток

α

рп.

164. При выполнении второй операции увеличение общей нечувствительности регулирующего устройства не превышает более чем в 2 раза принятого при расчетах значения

Δ

.

Выполнение первой операции является достаточным для устранения пульсаций уровня в ПНД поверхностного типа, а первой и второй операций

—

в ПНД смешивающего типа.

Параграф 2. Корректировка расчетных параметров настройки регуляторов

165. Если пульсация регулирующего параметра устранена вводом только демпфера, то параметры настройки, установленные по расчету, не меняются.

166. Если пульсация устранена вводом потенциометра T_{ϕ} ,

α
 Δ

или уменьшением положения

α

$R_{\text{п}}$, то определяется новое фактическое значение нечувствительности регулятора с использованием формул (6) и (7) и сравнивается с

$\Delta_{\text{хрп}}^{\text{дон}}$

или d по формуле (5).

167. Если пульсация устранена вводом потенциометров T_{ϕ} ,

α
 Δ

и уменьшением положения рукоятки

α

$r_{\text{п}}$, то определяется фактическая нечувствительность регулятора с использованием формул (6) и (7), корректируется положение рукоятки

$\alpha_{\text{зб}}^{\text{дд}}$

изменением номинала резистора $R7$ по формуле (11), а также корректируется положение рукоятки

α

$d_{\text{п}}$ по формуле (20).

168. Скорректированные значения органов настройки регуляторов устанавливаются на аппаратуре.

Параграф 3. Определение параметров динамической настройки быстродействующих контуров регулирования

169. К быстродействующим контурам регулирования относятся АСР давления в деаэраторе и давления пара на уплотнения и внутренний контур регуляторов уровня.

170. Параметрами динамической настройки этих контуров (на аппаратуре АКЭСР-2) являются постоянная времени интегрирования $t_{\text{и}}$, длительность интегрального импульса и коэффициент пропорциональности регулятора давления $K_{\text{п}}$ или внутреннего контура регулятора уровня

$K_{\text{п}}^{\text{вн}}$

. Органами настройки последнего является коэффициент передачи

α

п регулирующего устройства.

171. Исходное предварительное значение $t_{и}$ для рассматриваемых АСР выбирается в зависимости от определенного значения $T_{ф}$ в параграфе 1 главы 7 настоящих Методических указаний, согласно таблице 1 приложения 6 к настоящим Методическим указаниям.

Для исключения автоколебательного режима регулирующих устройств выдерживается соотношение для органов настройки:

$$\alpha_{п} > \frac{t_{и}}{\alpha_{д}} \quad (22)$$

172. Для расширения зоны поиска оптимальных значений

а
п в условиях нормального режима работы регулирующих устройств в качестве исходных задаются значениями $t_{и} = 0,2$

...
0,3 секунды, определяется диапазон значений $a_{п}$, в котором регулятор работает без автоколебаний, и в качестве исходного выбирается значение $a_{п}$ в середине этого диапазона.

173. После установки дистанционно нормального значения регулируемого параметра на регулирующих устройствах устанавливаются скорректированные параметры настройки регуляторов (кроме

а
рп = 0 регуляторов уровня) и производится их балансировка. Далее на них устанавливаются определенное ранее положение рукоятки $T_{ф}$ и исходные предварительные значения параметров динамической настройки, согласно пункта 172 настоящих Методических указаний, которые подлежат уточнению.

174. Регуляторы включаются в работу при спокойном режиме основного оборудования. Контроль за работой авторегуляторов после включения ведется по щитовым приборам, указателя положения РО и по индикаторным лампочкам регулятора.

175. Для определения оптимальных параметров динамических настроек регуляторов наносится возмущение задатчиком на 10 % и по форме переходного процесса корректируются параметры настройки.

176. При оптимальной настройке внутреннего контура регуляторов уровня и регулятора давления пара на уплотнения после возмущения задатчиком регулятор за

одно-два включения переставляется клапан в новое установившееся положение без перерегулирования, согласно рисунку 1а) приложения 6 к настоящим Методическим указаниям.

177. График изменения давления в коллекторе уплотнений практически без отставания повторяет график перемещения регулирующего клапана, поэтому параметры динамической настройки регулятора подачи пара на уплотнения подбираются, оценивая характер перемещения регулирующего клапана.

178. Регулятор давления в деаэраторе при оптимальной настройке с максимальной скоростью и без перерегулирования устанавливает новое значение давления, согласно рисунку 1б) приложения 6 к настоящим Методическим указаниям. Допустимо незначительное перерегулирование процесса. При оценке качества переходных процессов регулятора давления в деаэраторе учитывается, что из-за инерционности объекта кривые изменения положения регулирующего органа и давления в деаэраторе имеют различный характер.

179. Если график переходного процесса отличается от оптимального, то скорректируются параметры динамической настройки, определив по виду переходного процесса, какие из них и в каком направлении меняются.

При этом руководствуются следующим:

1) если после одного-двух включений регулятор отрабатывает нанесенное задатчиком возмущение, но входит в режим незатухающих или медленно затухающих колебаний, согласно рисунку 1 приложения 6 к настоящим Методическим указаниям, то уменьшается

α
 π , добиваясь отработки возмущения за большее количество включений;

2) если регулятор приводит РО к новому положению после большого числа включений без перерегулирования, согласно рисунку 1г) приложения 6 к настоящим Методическим указаниям, то увеличивается

α
 π . Если при этом процесс затянулся во времени, значит время интегрирования излишне велико;

3) если регулятор за несколько включений отрабатывает возмущение с перерегулированием, затем также за несколько включений возвращается в установившееся состояние, согласно рисунку 1д) приложения 6 к настоящим Методическим указаниям, то увеличивается время интегрирования;

4) если регулятор, не доводя клапан до нового установившегося состояния, включает в обратную сторону, согласно рисунку 1е) приложения 6 к настоящим Методическим указаниям, то уменьшается время интегрирования.

180. При корректировке параметров настройки регулятора каждое изменение

α
 Π и $t_{\text{и}}$ производится соответствующими переключателями, устанавливая их в соседнее положение, после чего вновь наносится возмущение задатчиком и проверяется качество переходного процесса.

181. При нахождении оптимальных настроек регулятора в конце переходного процесса появляются недопустимые автоколебания. Они вызываются либо работой регулирующего устройства в зоне собственных автоколебаний, либо повышенным выбегом ИМ или люфтами. В первом случае увеличивается

α
 Π или уменьшатся длительность импульса $t_{\text{и}}$ до 0,1 секунды, наблюдая, что при такой длительности импульса ИМ перемещается, если эти меры не дают желаемых результатов, увеличивается нечувствительность регулятора потенциометром

α
 Δ

182. При повышенном выбеге ИМ или наличии значительных люфтов принимаются меры к их устранению, согласно пункту 111 настоящих Методических указаний.

Параграф 4. Настройка внешнего контура регуляторов уровня

183. На регулирующих устройствах устанавливается расчетное или скорректированное значение

α
 $\Pi^{\text{п}}$, устройство балансируется и включается на автоматическое управление.

184. Задатчиком наносится возмущение, приводящее к изменению уровня на 50 - 100 мм (0,5 - 1,0 кПа, 50 - 100 кгс/м²).

При правильной настройке внутреннего контура дополнительная подстройка регулятора не требуется, и новое значение уровня устанавливается с незначительным перерегулированием.

185. Если регулятор работает с повышенной колебательностью по уровню, уменьшается коэффициент пропорциональности регулятора (увеличивается неравномерность) увеличением положения рукоятки

α
 $\Pi^{\text{п}}$ с последующей корректировкой настроек внутреннего контура.

Параграф 5. Проверка работы АСР во всем диапазоне

изменения нагрузки турбины

186. При проверке работы АСР во всем диапазоне изменения нагрузки турбины обращается внимание на поддержание регулируемых параметров с допускаемой технологической точностью и изменение их в допустимых пределах.

187. Переходные процессы по регулируемым параметрам характеризуются малой колебательностью или ее отсутствием. Число включений регулирующих устройств, при постоянном значении нагрузки турбины не превышает в среднем 6 включений в 1 минуту.

188. При необходимости в случае наличия расходомеров на регулируемых потоках определяются рабочие расходные характеристики РО. По расходным характеристикам регулирующих органов определяется их пропуск в закрытом положении, а по характеристикам прямого и обратного хода РО

—
значение полного люфта ИМ совместно с РО.

189. Клапаны регуляторов уровня при номинальной нагрузке турбины открываются на 70

...
80 % полного хода, клапан регулятора давления в деаэраторе

—
на 40

...
50 %, клапан, регулирующий подачу пара на уплотнения турбины, при холостом ходе турбины открывается на 70

...
80 % хода.

190. В случае недостаточной пропускной способности РО проходное сечение их увеличивается. В случае чрезмерной пропускной способности клапана используется лишь часть его хода, настраивается сочленение таким образом, чтобы поворотом выходного вала ИМ на 90 градусов обеспечивалось изменение регулирующего расхода в необходимых пределах, или выполняется ограничение хода клапана путевыми выключателями. При этом неравномерность регулирования пересчитывается с использованием формул (19) и (21) и при необходимости корректируется изменением положения органов настройки регулирующих устройств.

Глава 8. Характерные неисправности АСР и методы их устранения

191. Характерные неисправности АСР и методы их устранения согласно таблице 1 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 9. Техника безопасности при проверке, наладке, настройке оборудования АСР

192. Техника безопасности при проверке, наладке, настройке оборудования АСР соблюдается согласно Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907).

Приложение 1
к Методическим указаниям
по наладке автоматических
регуляторов турбинного
оборудования тепловых
электростанций

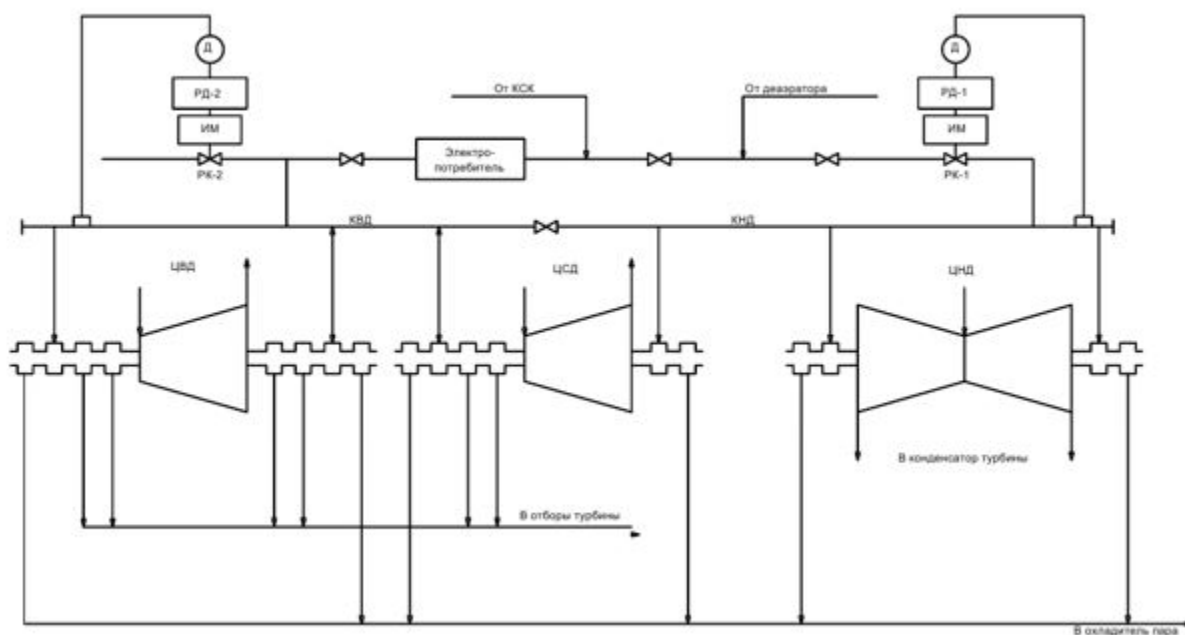


Рисунок 1. Схема автоматического регулирования подачи пара на концевые уплотнения турбины К-300-240-3:

- РД-1 и РД-2
- регуляторы давления; Д
- измерительный преобразователь;
- ИМ
- исполнительный механизм; РК-1 и РК-2
- регулирующие клапаны.

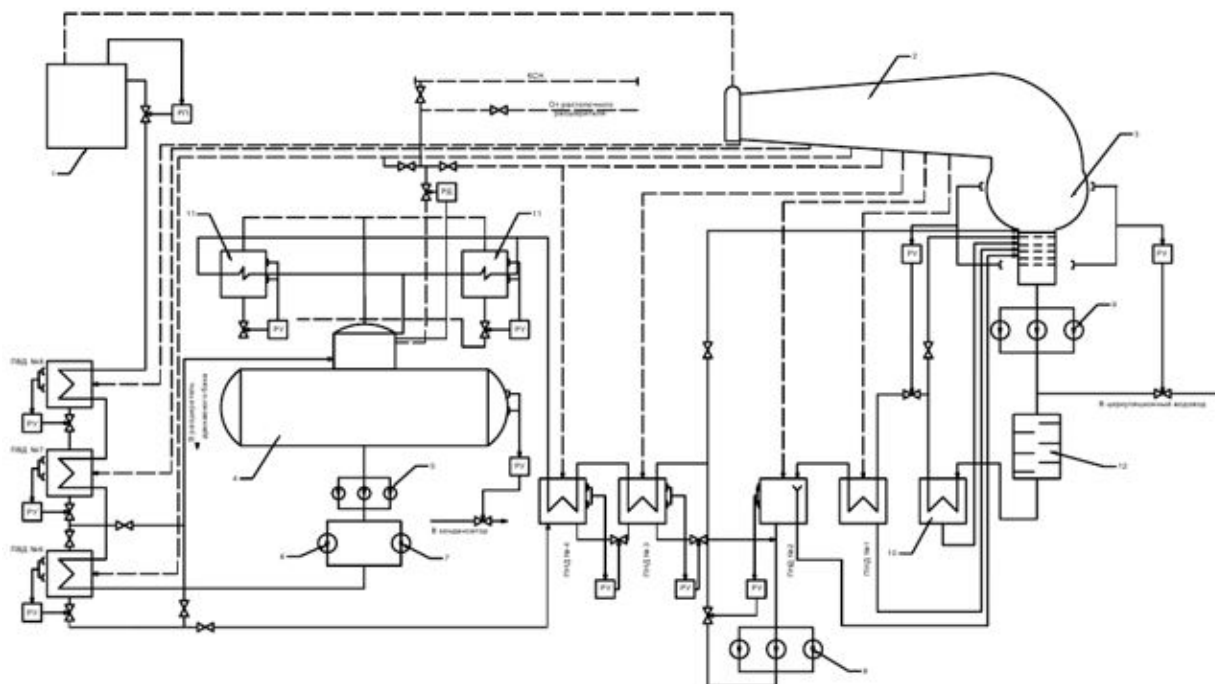


Рисунок 2. Схема автоматического регулирования конденсационно-регенеративной установки турбины К-300-240-3:

- 1
-
- котел; 2
-
- турбина; 3
-
- конденсатор; 4
-
- деаэратор; 5
-
- бустерные насосы; 6
-
- питательный электронасос; 7
-
- питательный турбонасос; 8
-
- конденсатные насосы 2-й ступени; 9
-
- конденсатные насосы 1-й ступени; 10
-
- охладитель пара уплотнений; 11
-
- охладитель выпара; 12

блочная обессоливающая установка; РУ, РП и РД

соответственно регуляторы уровня, питания и давления.

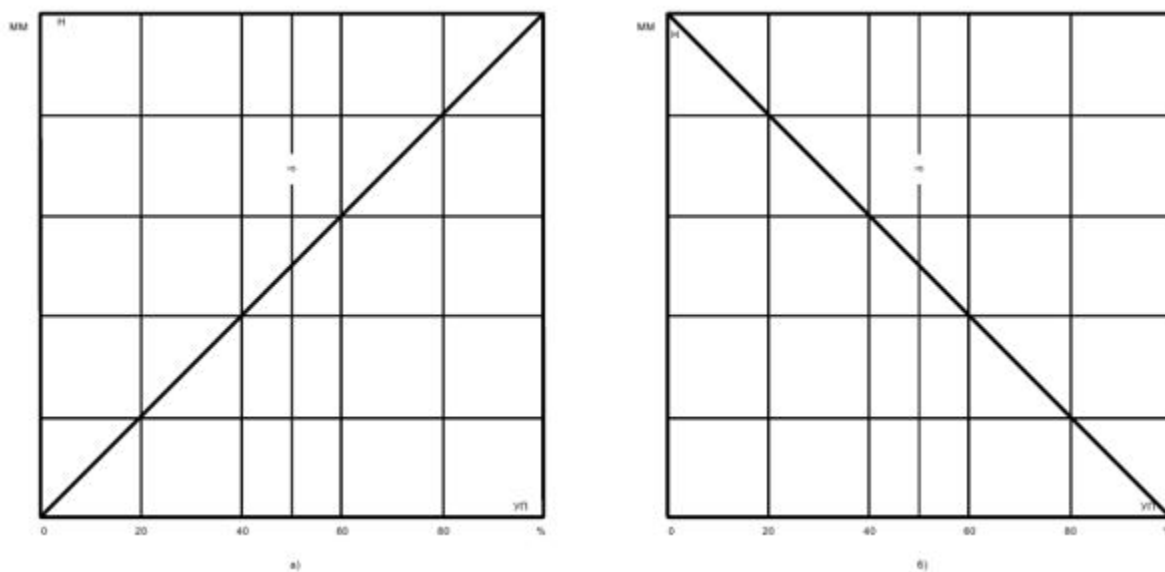


Рисунок 3. Статические характеристики регулирования уровня воды в теплообменниках:

а

со сливным клапаном (в конденсаторе, подогревателе, охладителе); *б*

с регулирующим питательным клапаном (в деаэраторе); *д*

статическая ошибка (неравномерность) регулирования.

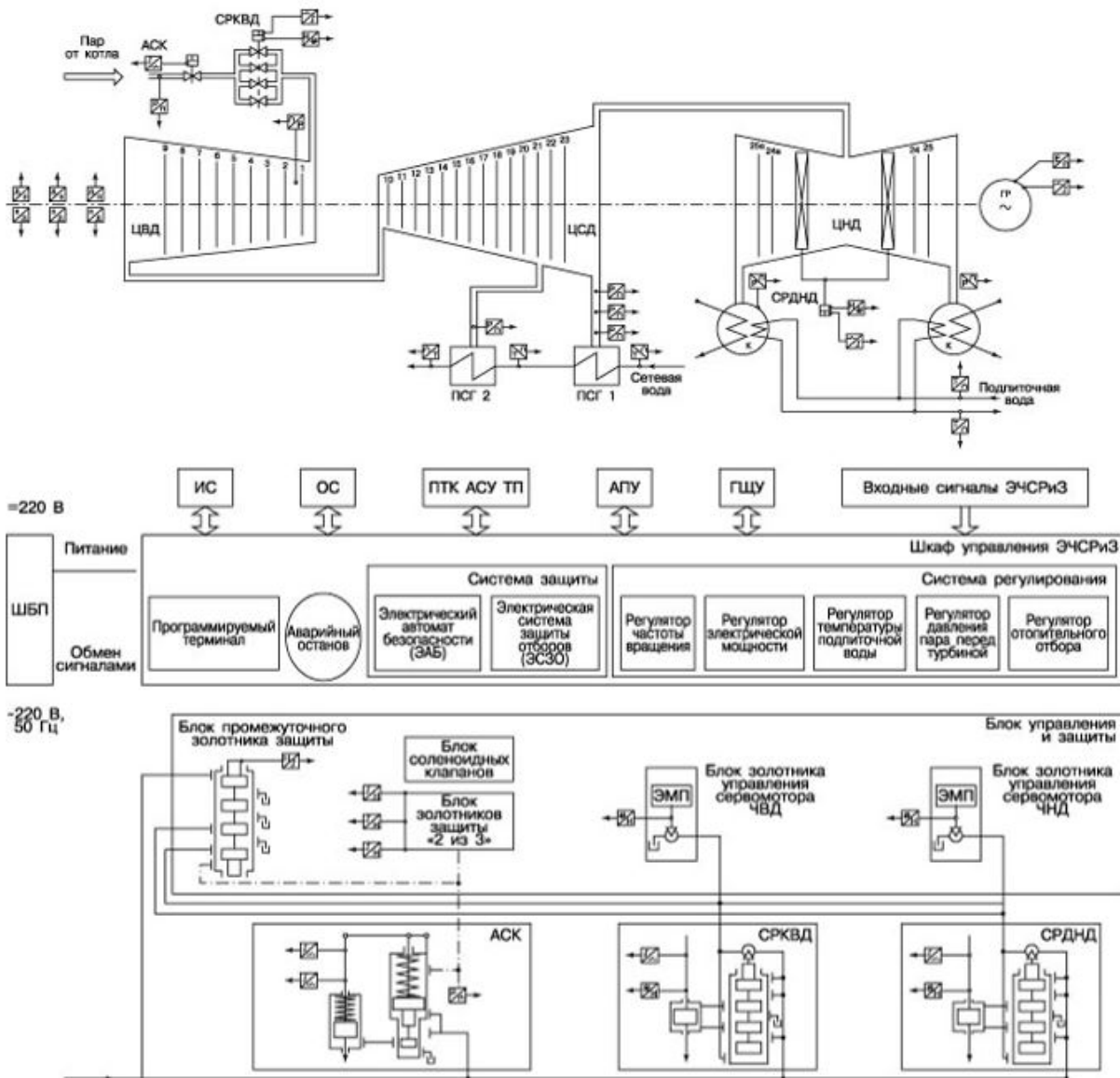


Рисунок 4. Объединенная схема электрогидравлической системы регулирования и защиты турбины Т-100/110-130

АСК

автозатвор стопорного клапана; СРКВД

сервомотор регулирующих клапанов высокого давления; СРДНД

сервомотор регулирующей диафрагмы низкого давления; ЦВД, ЦСД, ЦНД

цилиндры высокого, среднего, низкого давления соответственно; ПСГ-1, ПСГ-2

подогреватели сетевой воды (первый и второй соответственно; К - конденсатор; ГР

генератор; ИС- инженерная станция; ОС

—
операторская станция; ПТК АСУ ТП

—
программно-технический комплекс автоматизированной системы управления технологическими процессами; АПУ

—
аварийный пульт управления; ГЩУ - главный щит управления; ШБП

—
шкаф бесперебойного питания; ЭПМ

—
электромеханический преобразователь.

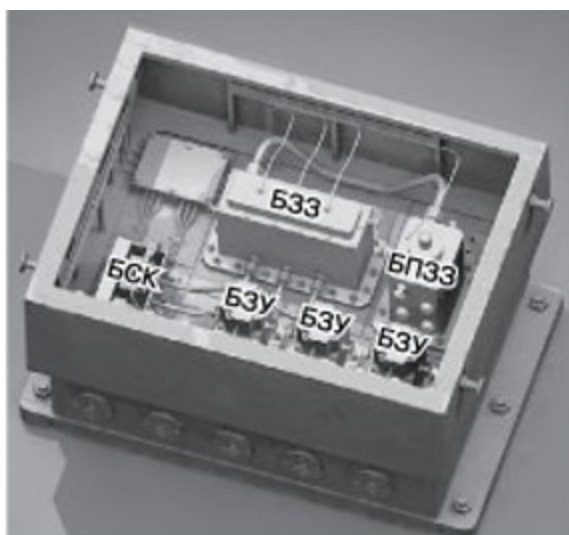


Рисунок 5. Блок управления и защиты:

БЗЗ

—
блок золотниковой защиты; БСК

—
блок соленоидных клапанов; БПЗЗ

—
блок промежуточного золотника защиты; БЗУ

—
блок золотника управления.

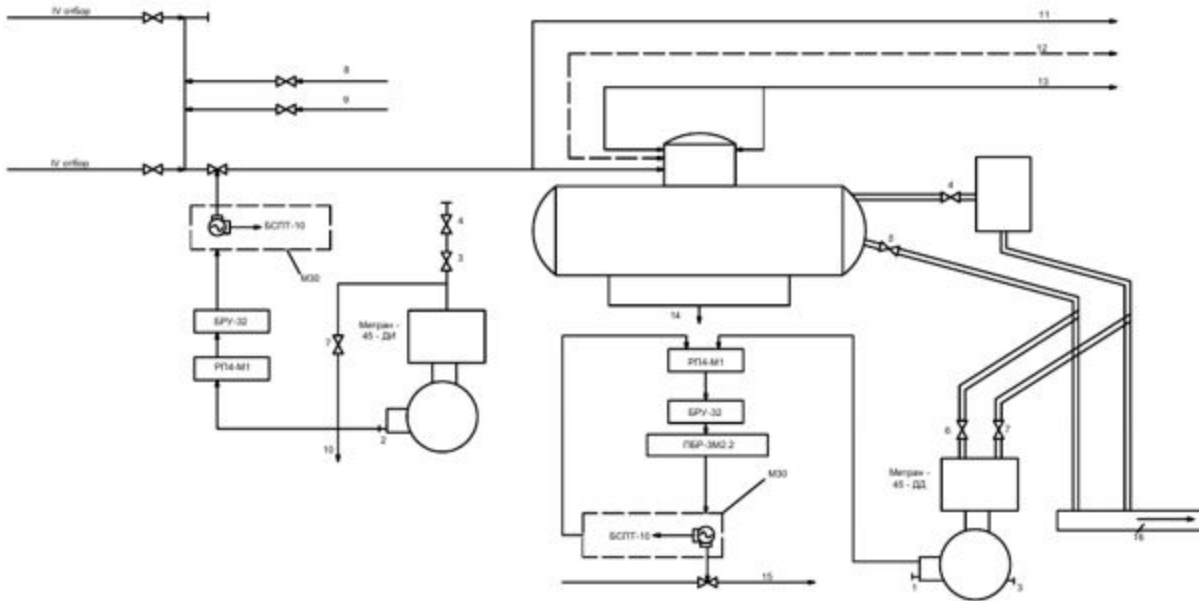


Рисунок 6. Схема регулирования уровня и давления:

- РП4-М1
- регулирующее устройство; БРУ-32
- блок ручного управления; ПБР-3М2.2
- пускатель бесконтактный реверсивный; БСПТ-10
- датчик давления в деаэраторе; Метран-45-ДД
- датчик уровня в деаэраторе; МЭО
- механизм исполнительный электрический; 1 - 7
- вентили; 8
- коллектор с.н.; 9
- от растопочного расширителя; 10
- в продувочный коллектор; 11

пар к КНД уплотнений турбины; 12

—

конденсат греющего пара; 13

—

основной конденсат от охладителя выпара; 14

—

к бустерным насосам; 15

—

обессоленная вода в конденсатор; 16

—

продувочный коллектор.

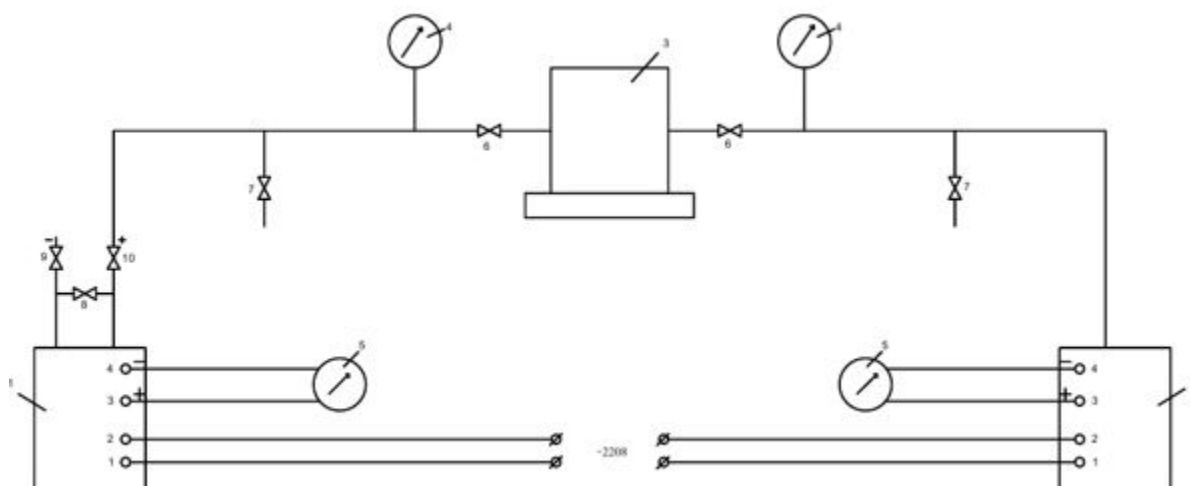
Таблица 1.

Номенклатура и технические характеристики основных ИМ

Т и п электрическог о исполнительн о г о механизма	Тип двигателя , управляющег о устройства	Номинальный крутящий момент на выходном валу, Н м	Номинальное время полного хода выходного вала, секунд		Номинальный полный ход выходного вала, в оборотах
1	2	3	4		5
МЭО-100/25- 0,25-87	2ДСР-135-1,8- 136, ФЦ-0620 или ФЦ-0610, или ПБР-3	100	25		0,25
МЭО-250/25- 0,25-87	2ДСР-135-4,5- 136, ФЦ-0620 или ФЦ-0610, или ПБР-3	250	25	0,25	
МЭО-250/63- 0,25-87	2ДСР-135-1,8- 136, ФЦ-0620 или ФЦ-0610, или ПБР-3	250	63	0,25	
МЭО-250/63- 0,25-91	2ДСР-135-1,8- 136, ПБР-2М или ПБР-2М1	250	63	0,25	
МЭО-630/25- 0.25-92К	АИР-56А4, ПБР-3А или ФЦ-0610	630	25	0,25	
МЭО-630/63- 0,25-92К	АИР-56А4, ПБР-3А или ФЦ-0610	630	63	0,25	
МЭОФ-100/25 -0,25-97К	2ДСР-135-1,8- 136, ФЦ-0620 или ФЦ-0610, или ПБР-3	100	25	0,25	

МЭОФ-250/25-0,25-97К	2ДСР-135-4,5-136, ФЦ-0620 или ФЦ-0610, или ПБР-3	250	25	0,25	
МЭОФ-250/63-0,25-97К	2ДСР-135-1,8-136, ФЦ-0620 или ФЦ-0610, или ПБР-3	250	63	0,25	
МЭОФ-630/63-0,25-97К	АИР-56А4 ПБР-3А	630	63	0,25 (0,63)	
МЭОК-25/100-2	ЭД 0,27 кВт, У-23, ПМЕ-073, ПМЕ-083, ПМЕ-093	250	25	0,25	

Приложение 2
к Методическим указаниям
по наладке автоматических
регуляторов турбинного
оборудования тепловых
электростанций



**Рисунок 1. Схема проверки измерительных преобразователей
уровня и давления:**

- 1
-
- Метран-45-ДД (уровнемер); 2
-
- Метран-45-ДИ или МГ100Р (датчик давления); 3
-
- источник давления; 4
-

образцовый прибор для измерения входного давления; 5

—

миллиамперметр постоянного тока для измерения выходного сигнала; 6 и 7

—

вентили в схеме; 8

—

10

—

вентили измерительного преобразователя.

Приложение 3
к Методическим указаниям
по наладке автоматических
регуляторов турбинного
оборудования тепловых
электростанций

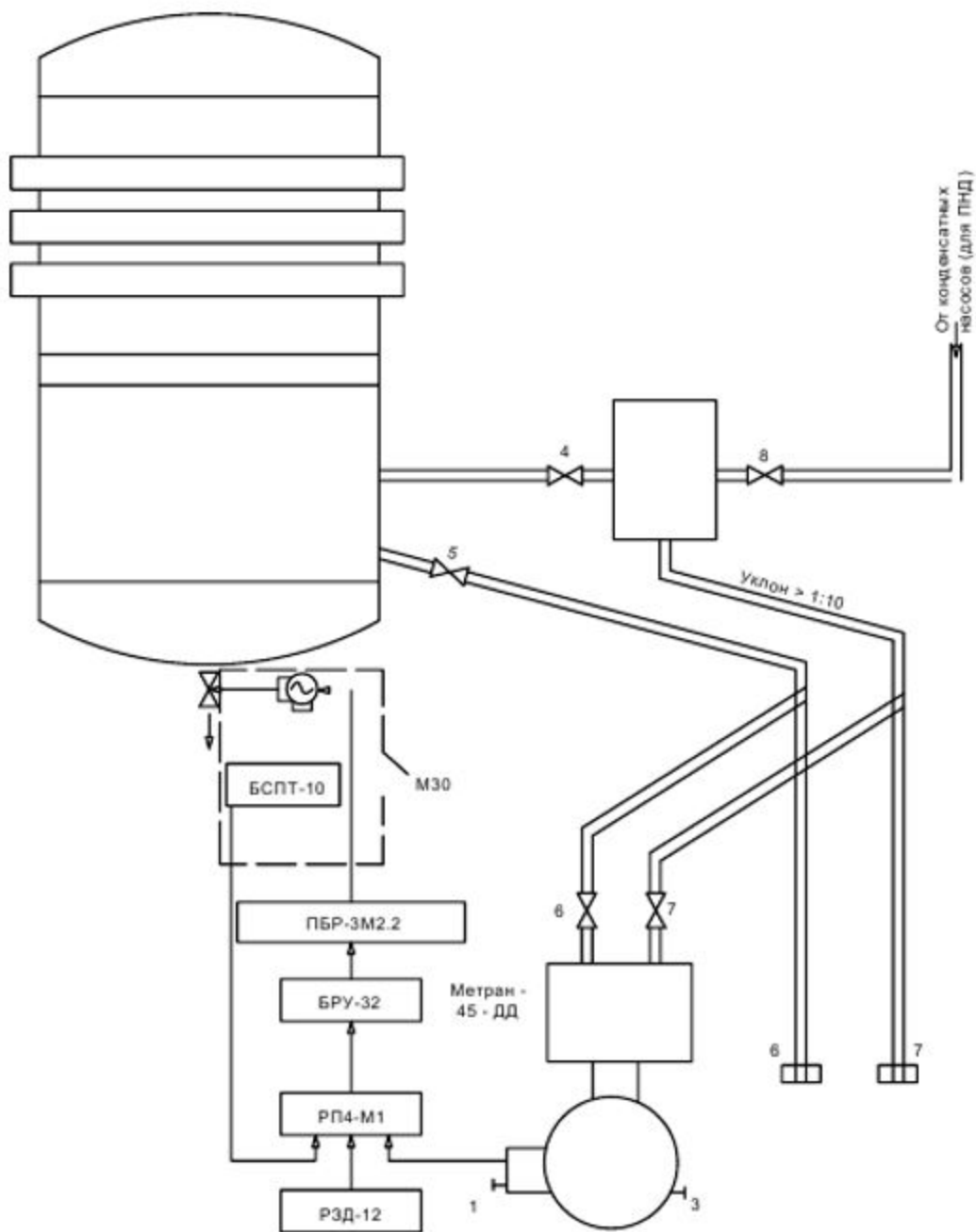


Рисунок 1. Схема регулирования уровня в подогревателе:

БСПТ-10

—
 блок сигнализации положения выходного вала с унифицированным выходом (0 - 5; 0 - 20; 4 - 20 мА); ПБР-3М2.2

—
 пускатель бесконтактный реверсивный; БРУ-32

—
 блок ручного управления; РП4-М1

—

регулирующее устройство; 1 - 7

—
вентили; 6 и 7

—
заглушки; 8

—
вентиль подпитки.

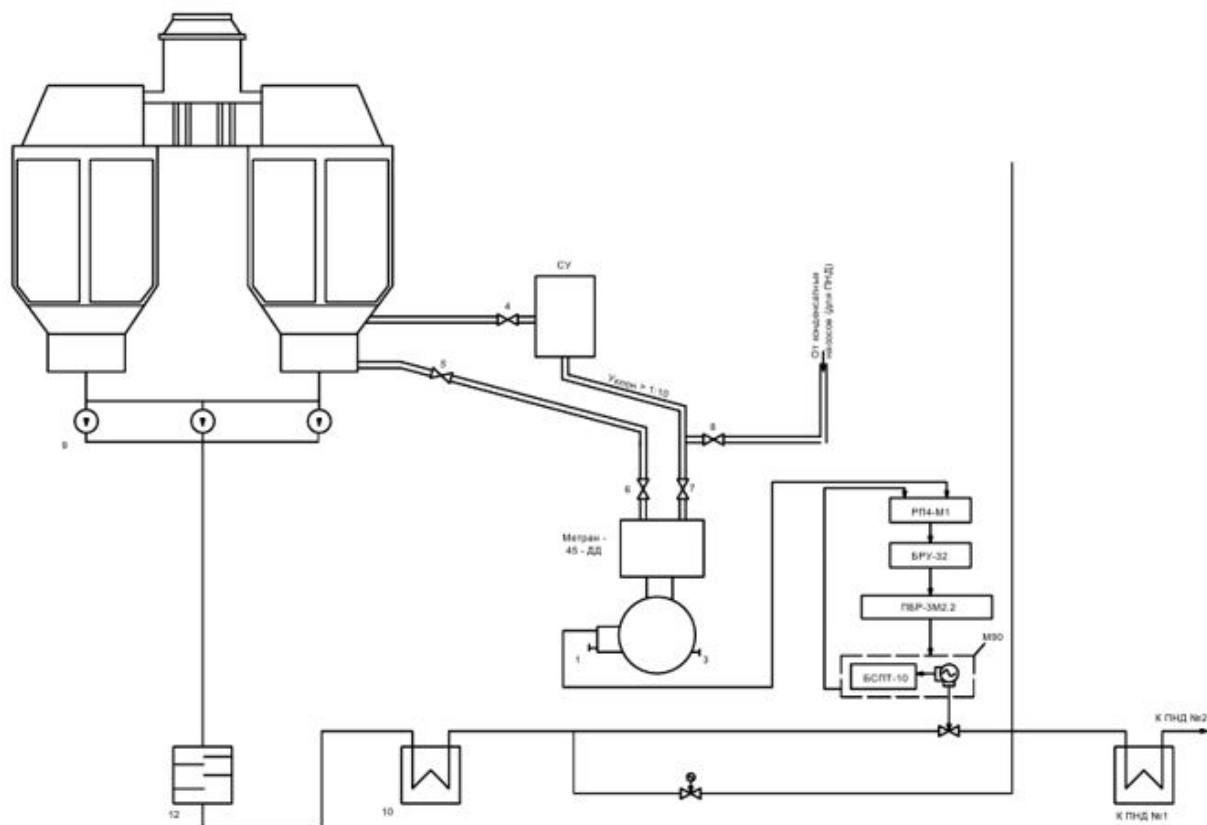


Рисунок 2. Схема регулирования уровня в конденсаторе турбины

К-300-240-3:

РП4-М1

—
регулирующее устройство; БРУ-32

—
блок ручного управления;

ПБР-3М2.2

—
пускатель бесконтактный реверсивный; СУ

—
уровнительный сосуд; Метран-45-ДД

измерительный преобразователь
(уровнемер) 1 - 5 и 8 - вентили.

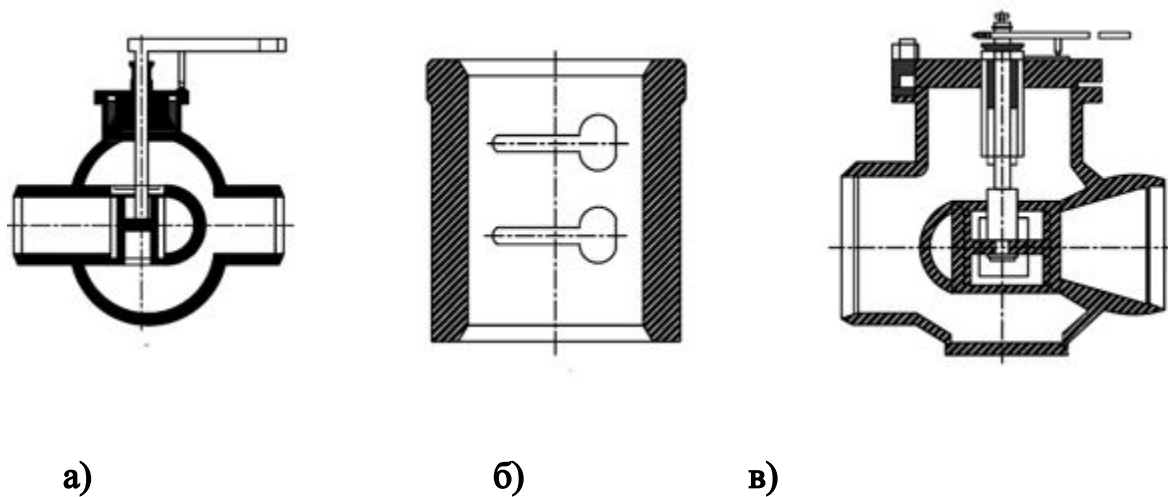


Рисунок 3. Двухпоточные поворотно-золотниковые клапаны:

а
—
конструкция клапана; *б*
—
профиль проходного сечения клапана;
в
—
конструкция клапана.

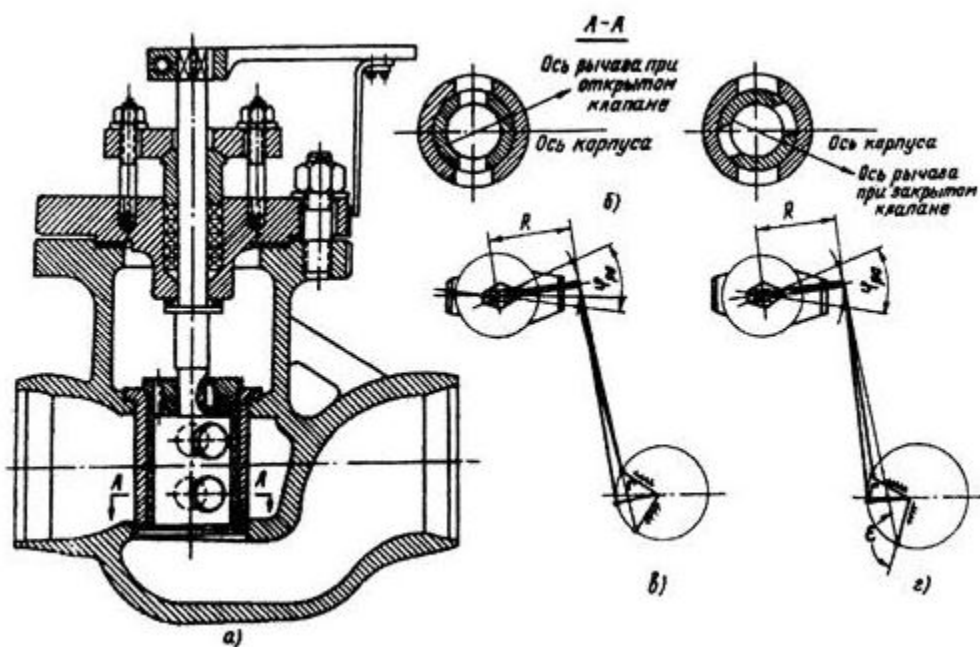


Рисунок 4. Однопоточный поворотно-золотниковый клапан:

- a*
-
- конструкция клапана; *б*
-
- положения поворотного золотника; *в*
-
- рекомендуемое сочленение; *г*
-
- коррекция сочленений.

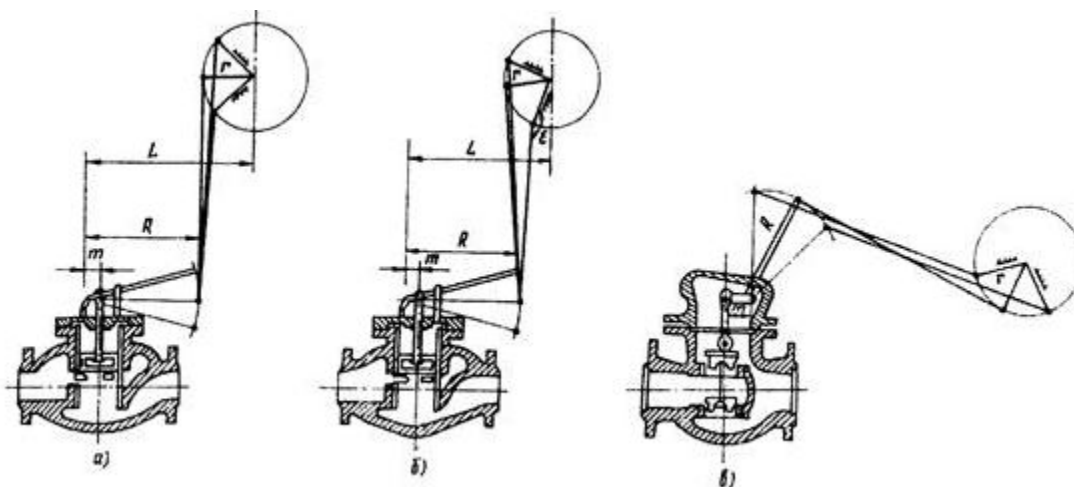


Рисунок 5. Клапаны регулятора давления в деаэраторе:

- a*
-
- рекомендуемое сочленение однопоточного золотникового клапана; *б*
-
- коррекция сочленений однопоточного золотникового клапана; *в*
-
- рекомендуемое сочленение двухпоточного золотникового клапана.

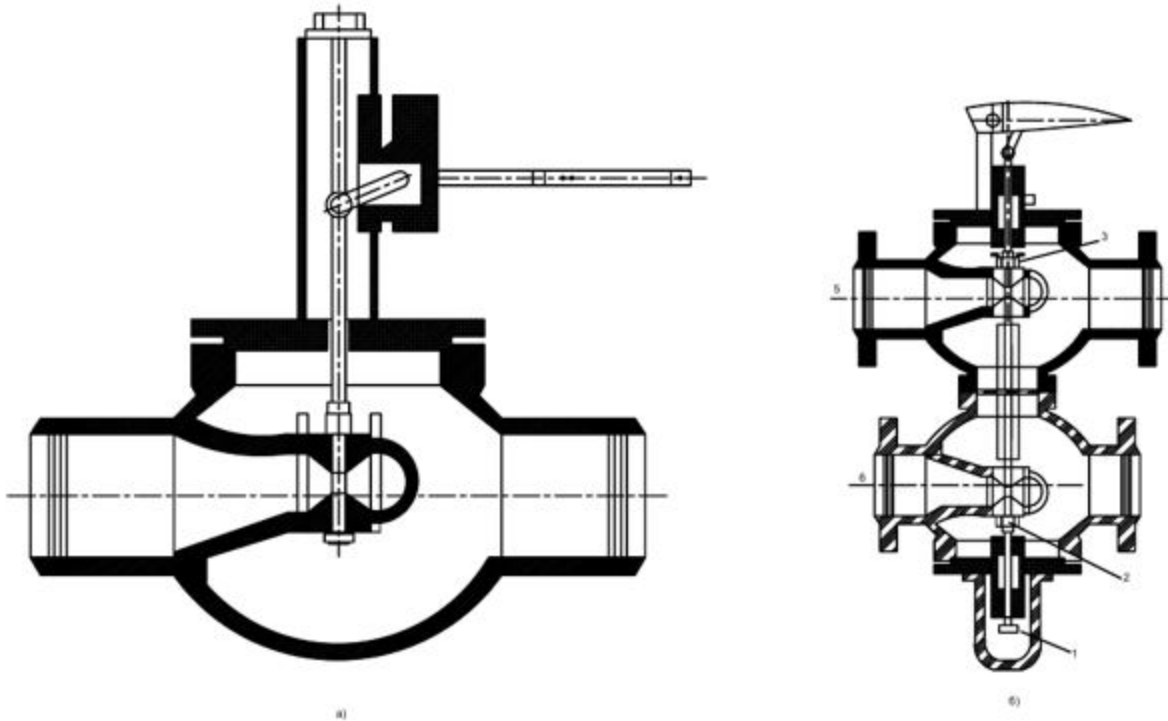


Рисунок 6. Клапаны регулятора уровня в конденсаторе:

- a*
- двухседельный клапан; *б*
- комбинированный клапан;
- 1
- регулирующий болт; 2
- внутренний шток; 3
- золотник основного клапана; 4
- основной конденсат; 5
- в схему регенерации; 6
- рециркуляция.

Таблица 1.

Основные типы применяемых регулирующих клапанов

Т и п регулирующего клапана	Но м е р исполнения	Условный проход, мм	Площадь проходного сечения, см ²	Угол поворота, градус.	Рекомендации по применению
2	4	5	6	7	9
Запорно-регулирующий дроссельный	-	25	-	-	Д л я автоматического дистанционного управления трубопроводными потоками
	-	50	-	-	
	-	65	-	-	
	-	80	-	-	
Поворотно-золотниковый проходной однопоточный (см. рисунок 4 приложения 3 к настоящему Методическим указаниям)	-	50	3,5	90	Д л я автоматического дистанционного управления трубопроводными потоками
	-	80	9,8	90	
	-	100	28,4	90	
	-	150	45,4	90	
Поворотно-золотниковый проходной двухпоточный (см. рисунок 3а) приложения 3 к настоящему Методическим указаниям)	-	100	10	90	Д л я автоматического дистанционного управления трубопроводными потоками
	01	100	19,2	90	
	02	100	29,5	90	
	03	100	36	90	
	-	150	15	90	Д л я автоматического дистанционного управления трубопроводными потоками
	01	150	26	90	
	02	150	42	90	
	03	150	57	90	
	-	200	45	90	Д л я автоматического дистанционного управления трубопроводными потоками
	01	200	55	90	
	02	200	65	90	
	03	200	90	90	
	-	250	40	90	Д л я автоматического дистанционного управления трубопроводными потоками
	01	250	70	90	
	02	250	90	90	
	03	250	115	90	
	-	250	140	90	Д л я автоматического дистанционного управления трубопроводными потоками
	-	300	160	90	
	01	300	200	90	
	02	300	250	90	
	03	300	120	90	Д л я автоматического дистанционного управления трубопроводными потоками
	-	250	162	90	

Поворотно-золотниковый угловой	-	300	212	90	Д л я регулирования уровня в подогревателях смешивающего типа	
	-	500	492	90		
	-	700	677	70		
Поворотно-золотниковый проходной двухпоточный (см. рисунок 3в) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям)	-	50	18	90	Д л я регулирования уровня в ПНД, ПВД, деаэраторе	
	-	100	70	90		
	-	100	50	90		
	-	150	140	90		
	-	150	83	90		
	-	200	170	90	Д л я регулирования уровня в ПНД, ПВД, деаэраторе	
	-	150	54,9	90		
	-	200	84,4	90		
	-	250	147,1	90		
-	300	170,6	90			
Поворотно-золотниковый проходной двухпоточный (см. рисунок 3в) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям)	-	80	12,5	90	Д л я регулирования уровня в ПНД, ПВД, деаэраторе	
	-	100	19,5	90		
	-	150	54,9	90		
	-	200	84,4	90		
	-	250	147,1	90		
	-	150	54,9	90	Д л я регулирования давления пара на уплотнения турбин	
	-	100	19,5	90		
	-	200	170	90		Д л я регулирования уровня в конденсаторе турбин
	-	200	170	90		
Золотниковый однопоточный (см. рисунок 5 а) и б) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям)	-	150	105	-	Д л я регулирования давления пара в деаэраторе	
	-	250	250	-	Д л я регулирования давления пара в деаэраторе	
	-	50	18	90	Д л я регулирования	
	-	50	11	90		
	-					

Поворотный	-	80	13,6	90	расхода пара и воды
	-	100	19,5	90	
	-	150	54,9	90	
Поворотный	-	200	82,4	90	
	-	250	147,1	90	
	-	300	170,6	90	
Игольчатый	-	20	0,30	-	Д л я регулирования расхода воды и пара на трубопроводах впрыска охлаждающей воды РОУ и трубопроводах пара
	-	32	0,67	-	
	-	50	0,90	-	
	-	50	2,39	-	
Двухседельный	-	300	450	(120)	Д л я регулирования количества и давления пара
	-	300	192	(120)	
	-	300	260	(120)	
	-	400	345	(120)	
	-	400	540	(100)	
	-	150	-	-	Д л я регулирования давления пара на уплотнения турбин
	-	500	-	-	Д л я регулирования уровня в конденсаторе турбин
	-	100/200	42	(40)	Д л я регулирования давления пара на уплотнения
	-	125	17,5	(40)	
	-	125	17,5	(40)	
	Комбинированный (см. рисунок 6б) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям)	-	200	86	(40)
-		200	86	(40)	
Двухседельный двухпоточный (см. рисунок 6а) приложения 3 к настоящим Методическим указаниям)	-	300	330	(40)	Д л я регулирования давления пара на уплотнения
	-	500	660	(54)	
	-				

Расчеты для АСР уровня в ПВД № 7 турбины типа К-300-240-3

1. Расчет максимальной пропускной способности, максимальной площади регулируемого проходного сечения и выбор типоразмера клапана.

Исходные данные:

Среда	Конденсат
Номинальный расход конденсата (сумма расходов пара на ПВД № 7 и 8)	
	162
$G_{\text{ном}}$	$\cdot 10^3$ кг/ч
Давление перед РО p_1	4,12 МПа
Давление за РО p_2	1,59 МПа
Перепад давлений на РО	
Δp	2,53 МПа
$p_{\text{мин}}$	
	252
Температура перед РО t_1	$^{\circ}\text{C}$
	$^{\circ}\text{C}$
Плотность среды ρ	796,0 кг/м ³
Условный проход трубопровода D_y	100 мм.

Для параметров рабочей среды $p_1 = 4,12$ МПа, $t_1 = 252$

°

С определяется $p_y = 6,3$ МПа, выбирается в качестве РО поворотного-золотниковый проходной клапан, согласно ГОСТ 17380-2001 ИСО 3419-81 "Межгосударственный стандарт. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Общие технические условия".

При $t_1 = 252$ °С определяется давление насыщения $p_{\text{нас}} = 4,12$ МПа, т.е. $p_1 = p_{\text{нас}}$. Так как $p_2 < p_{\text{нас}}$ имеет место режим течения с испарением.

Определяется эффективный критический перепад давлений

Δp

$p_{\text{кав.макс}}$:

Δ

$$p_{\text{кав.макс}} = K_m(p_1 - p_{\text{нас}}), \quad (\text{П1})$$

где K_m

коэффициент критического расхода;

r

коэффициент, зависящий от физических свойств регулируемой среды. Коэффициент r определяется по формуле:

$$r = 0.96 - 0.28 \sqrt{\frac{p_{\text{макс}}}{p^*}}$$

, (П2)

где p^*

критическое термодинамическое давление, равное 22,115 МПа, следовательно,

$$r = 0.96 - 0.28 \sqrt{\frac{4,12}{22,115}} = 0,84$$

Определяется значение коэффициента критического расхода $K_m = 0,77$, соответствующее значению относительной пропускной способности

$$\overline{K_v} = 0,9$$

(для

$$\overline{K_v} = 1,0$$

, соответствующего полному открытию РО, значение K_m отсутствует) для двухпоточного поворотного-золотникового клапана.

Рассчитывается значение

Δ

$p_{\text{кав.макс}}$ по формуле (П4.1):

Δ

$$p_{\text{кав.макс}} = 0,77 (4,12 - 0,84$$

4,12) = 0,51 МПа.

Определяется максимальный расход через регулирующий орган:

$$G_{\text{макс}} = h G_{\text{ном}}, \quad (\text{П3})$$

где $h = 1,3$ - коэффициент запаса по расходу для клапанов регуляторов уровня в ПВД.

$$G_{\text{макс}} = 1,3$$

162

$$10^3 = 210,6 \text{ кг/ч.}$$

Определяется предварительное расчетное значение максимальной пропускной способности РО:

$$K'_{\text{шма}} = 10^{-2} \frac{G_{\text{макс}}}{\sqrt{\rho \Delta p_{\text{клав. макс}}}}$$

, (П4)

$$K'_{\text{шма}} = 10^{-2} \frac{210,6 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{796 \cdot 0,51}} = 104,5$$

Определяется значение коэффициента расхода РО $m_{\text{макс}} = 0,62$, соответствующее значению относительного открытия проходного сечения

$\bar{\omega}$

= 1,0 для двухпоточного поворотного-золотникового клапана.

Определяется необходимая максимальная площадь регулируемого проходного сечения:

$$W_{\text{макс}} = \frac{K'_{\text{шма}}}{5,04 \mu_{\text{макс}}}$$

, (П5)

$$W_{\text{макс}} = \frac{104,6}{5,04 \cdot 0,62} = 33,44 \text{ см}^2$$

Требуемой площади проходного сечения соответствует двухпоточный поворотный-золотниковый клапан типа ТКЗ Т-135бм исполнения 03 с условным проходом РО $d_y = 100$ мм и площадью проходного сечения

$\omega_{\text{макс}}^{\text{ро}}$

= 36 см², согласно таблицы 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

Так как условные проходы РО и трубопровода одинаковы ($d_y = D_y$), расчет и выбор РО считается законченным.

2. Определение расходной характеристики РО.

Исходные данные

согласно пункта 1 Приложения 4 к настоящим Методическим указаниям, для разных значений нагрузки турбины (таблица 1 Приложения 4 к настоящим Методическим указаниям): установлен двухпоточный поворотный-золотниковый клапан ТКЗ Т-135бм

исполнения 03, известна конструктивная характеристика РО (кривая 3 на рисунке 1 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям).

Порядок расчета:

1) определяется расход через РО по формуле (П3):

$$G_1 = hG = 1,3G;$$

2) считается, что $p_1 = p_{\text{нас}}$. Так как $p_2 < p_{\text{нас}}$, имеет место режим течения с испарением во всем диапазоне нагрузок турбины;

3) определяется пропускная способность РО по формуле (П4):

$$K_v = 10^{-2} \frac{G_{\text{макс}}}{\sqrt{\rho \Delta p_{\text{квс}}}}$$

Значения эффективного критического перепада давлений

Δ

$p_{\text{кав}}$ определяются по формуле (П1), для чего коэффициент r определяется по формуле (П4.2), а коэффициент критического расхода K_m определяется для двухпоточного поворотно-золотникового клапана.

Так как

$$K_m = f(\overline{K_v});$$

, где

$$\overline{K_v} = \frac{K_v}{K_{v\text{макс}}}$$

относительная пропускная способность, а K_v подлежит определению, то для полного открытия РО принимается $K_m = 0,77$, а для частичного открытия РО принимается $K_m = 0,82$. После определения K_v уточняется принятое значение K_m по значению

$\overline{K_v}$

Значения r, K_m ,

Δ

$p_{\text{кав}}, K_v$ и

$\overline{K_v}$

приведены в таблице 1 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям:

4) определяется максимальная площадь регулируемого проходного сечения по формуле (П4.5) при $m_{\text{макс}} = 0,62$:

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расход конденсата, кг/ч	G	5 10^3	25 10^3	53 10^3	78 10^3	106 10^3	133 10^3	162 10^3
Давление перед РО, МПа	p_1	0,13	0,71	1,40	2,10	2,80	3,50	4,12
Давление за РО, МПа	p_2	0,05	0,29	0,56	0,80	1,10	1,40	1,59
Перепад давления на РО, МПа	$\Delta p = p_1 - p_2$	0,08	0,42	0,84	1,30	1,70	2,10	2,53
Плотность среды, кг/м ³	ρ	953	903	871	848	829	812	796
Расход через РО с учетом 30%-ного запаса, кг/ч	$G = hG = 1,3G$	6,5	32,5	68,9	101,4	137,8	172,9	210,6
Давление насыщения, МПа	$p_{нас} = p_1$	0,13	0,71	1,40	2,10	2,80	3,50	4,12
Коэффициент	$r = 0,96 - 0,28 \sqrt{\frac{p_{нас}}{p}}$	0,91	0,89	0,87	0,86	0,85	0,84	0,84
Коэффициент критического расхода	K_m	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,77
Эффективный критический перепад давления, МПа	$\Delta p_{кав} = K_m (p_1 - p_{нас})$	0,008	0,049	0,123	0,213	0,320	0,435	0,510
Пропускная способность РО	$K_v = 10^{-2} \frac{G_{max}}{\sqrt{\rho \Delta p_{кав}}}$	48,9	66,6	75,4	84,6	92,0	104,5	
Относительная пропускная	$\overline{K_v} = \frac{K_v}{K_{vmax}}$	0,222	0,468	0,637	0,721	0,809		1,0

я способнос ть							0,880	
Эффектив на я площадь относител ьного проходног о сечения	$\mu\varpi = \frac{K_v}{5,04\mu_{max}}$ 0,138	0,290	0,395	0,447	0,502	0,546	0,620	
Площадь относител ьного проходног о сечения	$\varpi = f(\mu\varpi)$ 0,17	0,38	0,52	0,58	0,66	0,74	1,0	
Площадь регулируе мого проходног о сечения, см ²	$\omega = \varpi \cdot \omega_{max}$ 5,7	12,7	17,4	19,4	22,1	24,7	33,4	
Угол поворота золотника, град	$\varphi_{po} = f(\omega)$ 44	61	70	74	78	81	90	

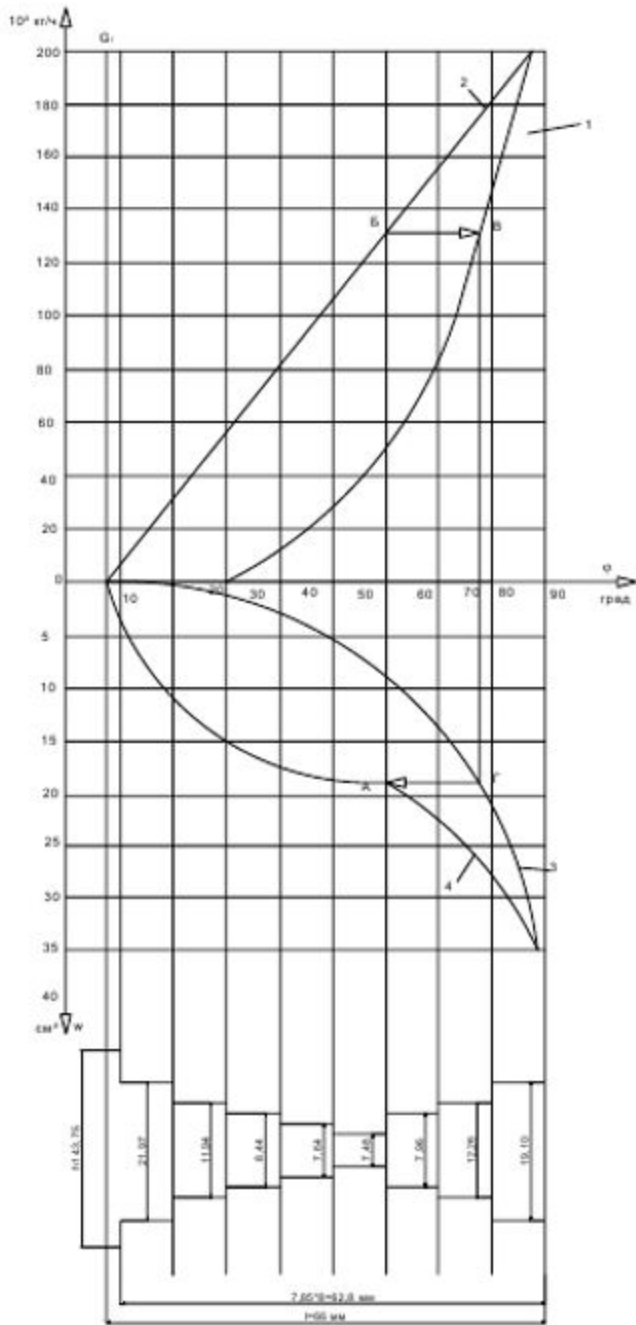


Рисунок 1. Коррекция расходной характеристики регулирующего клапана перепрофилировкой проходного сечения:

- 1 — фактическая расходная характеристика; 2 — требуемая расходная характеристика; 3 — фактическая конструктивная характеристика;

Площадь проходного сечения участка, мм ²	F_i	560	690	375	265	240	235	250	385	600
Длина дуги - участка, мм	l_i	3,2	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85
Ширина окна участка, мм	$h_i = \frac{F_i}{4l_i}$	43,75	21,97	11,94	8,44	7,64	7,48	7,96	12,26	19,1

4. Коррекция расходной характеристики клапана сочленениями.

Исходные данные:

1) рассчитана расходная характеристика регулирующего органа (кривая 1 на рисунке 2а) приложения 4 к настоящим Методическим указаниям);

2) вид сочленения к настоящим Методическим указаниям прямое, т.е. выходной рычаг ИМ и рычаг РО совершают движение в одном направлении;

3) длина рычага ИМ $r = 250$ мм (для МЭО);

4) расстояние между осями вращения рычагов ИМ и РО $l = 750$ мм.

Порядок коррекции:

5) задается требуемая расходная характеристика (зависимость расхода конденсата от угла поворота ИМ) к настоящим Методическим указаниям кривая 2 на рисунке 2а) приложения 4 к настоящим Методическим указаниям;

6) графическим построением определяется характеристика сочленения (зависимость угла поворота рычага РО от угла поворота рычага ИМ) к настоящим Методическим указаниям кривая 3 на рисунке 2а) приложения 4 к настоящим Методическим указаниям;

7) определяются параметры характеристики сочленения к настоящим Методическим указаниям угол

φ

поворота рычага РО при повороте выходного рычага ИМ на 90

°

-

φ

= 90

°

, угол

φ

γ_1 поворота рычага РО при повороте рычага ИМ на 45 градусов - фактор кривизны

φ

$\gamma_1 = 73$ градуса,

$$\gamma = \frac{\varphi_i}{\varphi} = 0,81$$

8) по номограмме для $l = (3 - 8) r$, определяются для $j = 90$ градуса и фактора кривизны $g = 0,81$: длина рычага РО - $R = r = 250$ мм;

угол между рычагом ИМ и линией, соединяющей оси вращения ИМ и РО, в положении "Закрото" ИМ -

α

$= 80$ градусов;

угол между рычагом РО и линией, соединяющей оси вращения ИМ и РО, в положении "Закрото" РО - $b = 10$ градусов;

9) по заданным и полученным данным выполняется сочленение ИМ с РО (рисунок 2б) приложения 4 к настоящим Методическим указаниям).

5. Расчет параметров настройки регулятора.

Исходные данные:

1) одноконтурная АСР с жесткой обратной связью по положению клапана (рисунок 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям);

2) характеристика аппаратуры

—
регулирующее устройство

—
типа РП4-М1 с выходными сигналами постоянного тока 0 - 5 мА, реостатный задатчик РЗД-12, измерительный преобразователь уровня

—
Метран-45-ДД, диапазон изменения регулируемого параметра $D = 1000$ мм (10 кПа, 1000 кгс/см²), диапазон изменения выходного сигнала $d = 5$ мА, исполнительный механизм

—
МЭО-630/63-0,25 с временем полного хода серводвигателя $T_c = 63$ с;

3) технологические требования к АСР

—
нечувствительность по регулируемому параметру -

Δ

$= 20$ мм (0,2 кПа, 20 кгс/м²), статическая ошибка (неравномерность) - $d = 300$ мм (3 кПа, 300 кгс/м²),

$K_n^{жос} = 0,33$ %/мм;

, диапазон действия задатчика - $D_{зад} = 500 \text{ мм}$ (5 кПа, 500 кгс/м²) (цена деления задатчика - 5 мм/% шкалы задатчика).

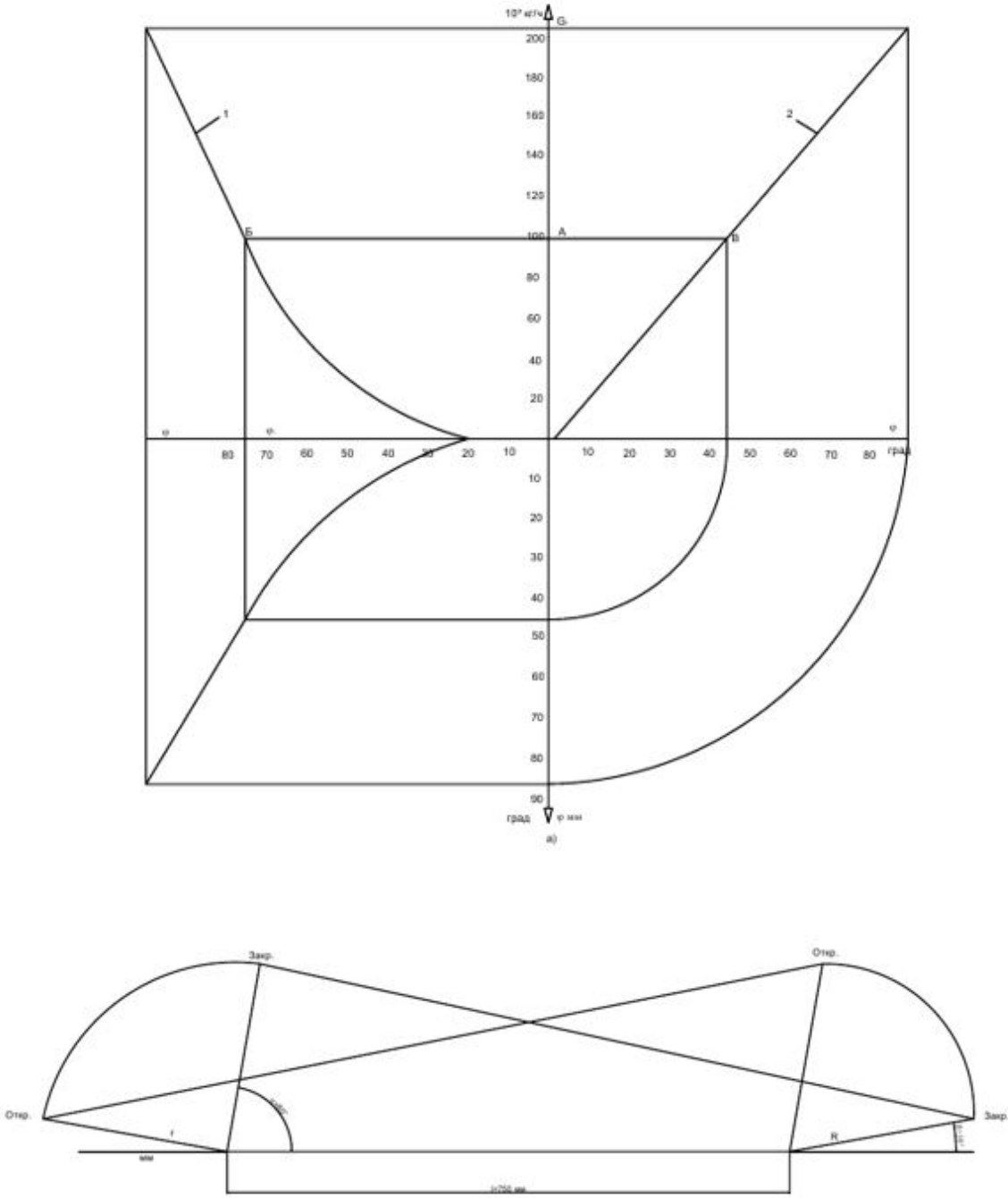


Рисунок 2. Коррекция расходной характеристики регулирующего клапана сочленением:

а
—
преобразование расходной характеристики; **б**

—
выполнение сочленения; 1

—
фактическая расходная характеристика;

2

—
требуемая расходная характеристика; 3

—
характеристика сочленения.

Определяются положения органов настройки РП4-У, обеспечивающих требуемую статическую точность регулирования:

4) по формуле (8):

$$\alpha_i^{PP} \alpha_{\Sigma} = \frac{0,01D}{\Delta} \alpha_{\Delta},$$

5) принимая

$$\frac{\alpha}{\Delta} = 0,6 \% \text{ и}$$

$$\frac{\alpha}{\Sigma} = 0,5, \text{ находим:}$$

$$\alpha_i^{PP} = \frac{0,01 \cdot 1000}{0,5 \cdot 20} = 0,6$$

Производится настройка диапазона действия задатчика по формуле (11)

$$R_7 = \frac{0,6 \cdot 1000}{5 \cdot 500 \cdot 0,6} = 0,4$$

МОм.

Определяется положение органа масштабирования сигнала от измерительного преобразователя перемещения, обеспечивающего допустимое значение неравномерности; по формуле (21) для диапазона хода клапана $N = 100 \%$:

$$\alpha_i^{PP} = \frac{5 \cdot 300}{5 \cdot 1000} 0,6 = 0,18$$

Положения органов настройки T_{ϕ} , $t_{и}$, $t_{и}$ и

α

п определяются экспериментальным путем.

Рекомендуемые (исходные) положения органов настроек АСР турбины К-300-240-3 приведены в таблице 3 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям.

Таблица 3.

Рекомендуемые (исходные) положения органов настроек АСР турбины К-300-240-3

Наименование	Исходные данные	α \sum дел.	$\alpha_1^{рп}$ дел.	$\alpha_2^{лп}$ дел.	R_7 МОм	α Δ %	$T_{фс}$	$t_{пс}$	$T_{пс}$	α пс/%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Регулятор уровня в ПНД №2	$\Delta = 0,3$ кПа; $D_{зад} = 5$ кПа, $d = 5$ кПа	0,5	0,64	0,2	0,6	0,6	4,0	20,0	0,2	3,6 - 5,0
Регуляторы уровня в:										
ПНД №3	$\Delta = 0,2$ кПа; ;	0,5	0,6	0,18	0,4	0,6	3,0	10,0	0,2	3,0 - 5,0
ПНД №4	$D_{зад} = 5$ кПа; $d = 3$ кПа	0,5	0,6	0,18	0,4	0,6	2,0	5,0	0,2	3,0 - 5,0
		0,5	0,6	0,18	0,4	0,6	2,0	5,0	0,2	3,0 - 5,0
		0,5	0,6	0,18	0,4	0,6	2,0	5,0	0,2	3,0 - 5,0
Регулятор уровня в деаэраторе	$\Delta = 0,5$ кПа; $D_{зад} = 10$ кПа; $d = 5$ кПа	0,5	0,6	0,12	0,5	0,6	2,0	5,0	0,2	3,6 - 5,0
Регулятор уровня в конденсаторе	$\Delta = 0,3$ кПа; $D_{зад} = 5$ кПа; $d = 4$ кПа	0,5	0,4	0,16	0,6	0,6	2,0	5,0	0,2	3,6 - 5,0

Регулятор давления в деаэраторе	$\Delta = 10$ кПа;	0,6	1,0	-	0,24	0,6	2,0	10,0	0,2	1,4 - 2,2
	$D_{зад} = 0,5$ МПа									
Регулятор давления пара на уплотнения:	$\Delta = 2,5$ кПа;	0,5	0,29	-	0,5	0,6	2,0	20,0	0,2	1,1 - 1,8
	$D_{зад} = 50$ кПа	0,5	0,29	-	0,5	0,6	2,0	20,0	0,2	1,1 - 1,8
на линии подвода										
на линии отсасывания										

Приложение 5
к Методическим указаниям
по наладке автоматических
регуляторов турбинного
оборудования тепловых
электростанций

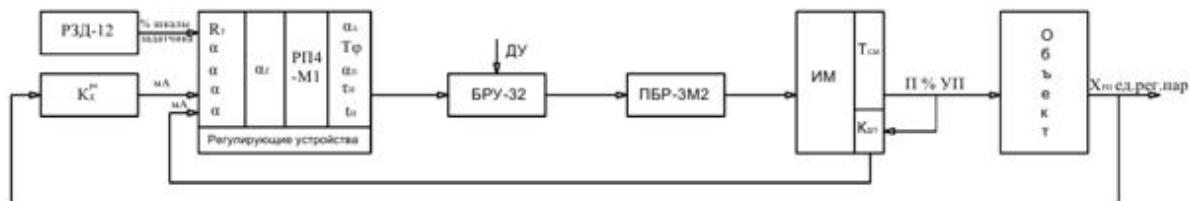


Рисунок 1. Функциональная схема одноконтурной АСР с жесткой обратной связью по положению клапана на аппаратуре АКЭСР-2.

Таблица 1.

Расчетные формулы для определения параметров настройки регуляторов

Операция	Исходные данные	АСР с жесткой обратной связью (на аппаратуре АКЭСР-2)	Примечание
1	2	3	4

Определение положения органов настройки, обеспечивающих требуемую статическую точность регулирования (нечувствительность регулятора)	Δ - из технологических соображений D - характеристика измерительного преобразователя	$\alpha_{\Delta} = 100 \Delta \alpha_i^{рп} \alpha_{\Sigma}$ $\alpha_i^{рп} \alpha_{\Sigma} = \frac{0,01D}{\Delta} \alpha_{\Delta}$	Обычно задаются α Δ = 0,4+ 0,6%
Настройка диапазона действия (цены деления) датчика	$D_{зад}$ - из технологических соображений D, d - характеристика измерительного преобразователя $\alpha_i^{рп}$ - при определении нечувствительности	$R_{\gamma} = \frac{0,6D}{dD_{зад} \alpha_i^{рп}}$	-
Настройка на поддержание заданного значения регулируемого параметра для одноимпульсных регуляторов	$X_{рп}^н$ - из технологических соображений D , $\alpha_i^{рп}$	$\alpha_{\Delta} + \alpha_{\Delta} = \frac{X_{рп}^н}{D} \alpha_i^{рп}$	-
Определение параметров динамических настроек внешнего контура регулятора уровня	d или $K_n^{жос}$ формулы (16) - (19) D, d , $\alpha_i^{рп}$	$\alpha_i^{пп} = \frac{20 d \delta}{ND} \alpha_i^{рп}$ или $\alpha_i^{пп} = \frac{20 d}{K_n^{жос} D} \alpha_i^{рп}$	Для диапазона хода ИМ, равного 100 %

Приложение 6
к Методическим указаниям
по наладке автоматических
регуляторов турбинного
оборудования тепловых
электростанций

Таблица 1.

Значения T_{ϕ}

Наименование	t_n (с) при T_{ϕ} (с)		
	0 - 2	2 - 4	5
Регулятор уровня с жесткой обратной связью	5 - 8	8 - 20	20
Регулятор давления пара на уплотнения турбины	8 - 13	13 - 20	20 - 35
Регулятор давления в деаэраторе	20	20 - 35	35 - 60

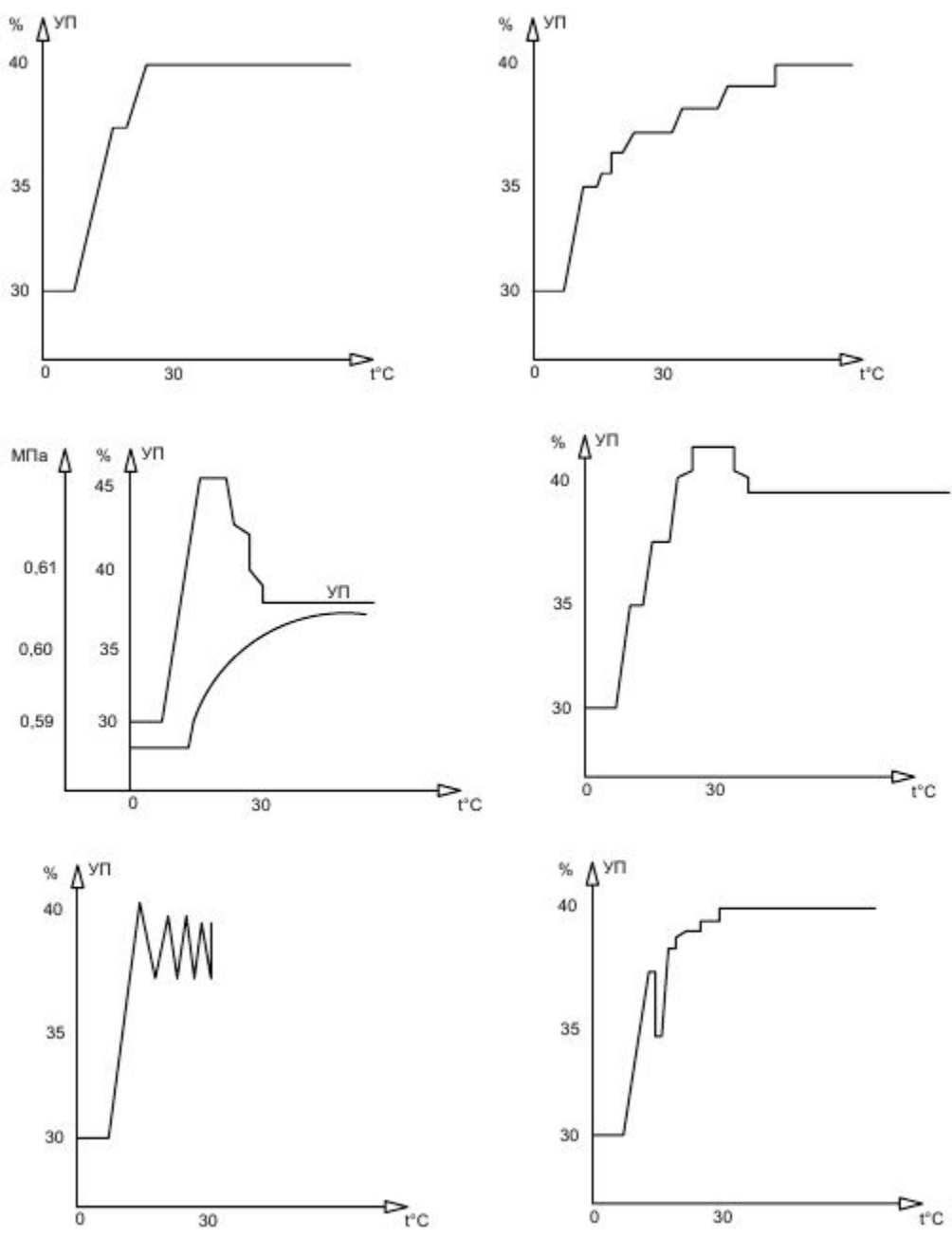


Рисунок 1. Графики для оценки переходных процессов в быстродействующих контурах регулирования:

а

—
 оптимальный процесс для внутреннего контура регуляторов уровня и регулятора давления пара на уплотнения турбины; *б*

—
 оптимальный процесс для регуляторов давления в деаэраторе; *в*

α
 $\pi >$
 $\alpha_{\pi}^{opt};$
 $\Gamma-$
 α
 $\pi <$
 α_{π}^{opt}
 $; t_{\pi} >$
 $\tau_{\pi}^{opt};$
 $D-$
 α
 π
 \leq
 $\alpha_{\pi}^{opt};$
 и
 \ll
 $\tau_{\pi}^{opt};$
 $e-$
 α
 $\pi =$
 $\alpha_{\pi}^{opt};$
 t_{π}
 \gg
 τ_{π}^{opt}

Приложение 7
 к Методическим указаниям
 по наладке автоматических
 регуляторов турбинного
 оборудования тепловых
 электростанций

Таблица 1.

Характерные неисправности АСР и методы их устранения

Внешний признак неисправности	Дополнительный признак неисправности	Причина неисправности	Устранение неисправности
	Автомат питания серводвигателя автоматически отключен. После включения АП пусковое устройство срабатывает и перемещает РО. По		Проверяется наличие трех фаз на линии подвода к пусковому устройству и электродвигателю. Поджимаются винты зажимов пускового

<p>Не действует дистанционное управление. При установке блока управления в положение "Автомат" ИМ не перемещается</p>	<p>внешним признакам (искрение, шум) электродвигатель и пусковое устройство работают с перегрузкой</p>	<p>Отключение АП из-за перегрузки электродвигателя</p>	<p>устройства. Проверяется регулировка и чистота контактов или выходные напряжения пускового устройства</p>
	<p>Автомат питания серводвигателя включен. Пусковое устройство срабатывает. На линии подвода к пусковому устройству и после него есть напряжение. При рабочем напряжении на зажимах электродвигателя сервопривод не действует</p>	<p>Выход из строя электродвигателя</p>	<p>Убеждаются в исправности редуктора, сочленений, отсутствии заклинивания РО. Заменяется электродвигатель</p>
<p>Регулятор не поддерживает заданный параметр, а дистанционное управление действует</p>	<p>Индикаторные лампы не загораются, на зажимах 1 — 2 нет напряжения</p>	<p>Прекращение питания регулирующего устройства</p>	<p>Проверяется АП, поджимаются винты в цепях питания регулирующего устройства</p>
	<p>Индикаторные лампы загораются, на зажимах 1 — 2 есть напряжение 220 В</p>	<p>Выход из строя регулирующего устройства</p>	<p>Заменяется регулирующее устройство</p>
	<p>Регулирующее устройство реагирует на изменение положения ручек корректоров, на зажимах 7 — 8 — 9 при загорании индикаторных лампочек появляется напряжение. Установка блока управления в положение "Автомат" не приводит к перемещению серводвигателя при наличии на выходе регулирующего устройства управляющего сигнала</p>	<p>Обрыв в цепи автоматического управления</p>	<p>Находится и устраняется обрыв в цепи автоматического управления</p>
	<p>Выходной сигнал измерительного преобразователя регулируемого параметра</p>		<p>Проверяется наличие питания электрической цепи измерительных преобразователей, исправность защитных диодных устройств, плотность</p>

	равен нулю или не соответствует значению регулируемого параметра	Выход из строя измерительного преобразователя	соединительных линий. Заменяется неисправный измерительный преобразователь или множитель тока
Регулятор не поддерживает заданный параметр. При установке блока управления в положение "Автомат" РО стремится занять одно из крайних положений	Регулирующее устройство не балансируется корректором при закорачивании его входов	Выход из строя регулирующего устройства, неполадки в системе измерений регулятора	Заменяется регулирующее устройство. Выполняется действия по предыдущему пункту. Измеряются входные сигналы регулирующего устройства
Регулятор поддерживает параметр, реостатный задатчик не действует	Корректор выводит из равновесного состояния сбалансированное регулирующее устройство	Обрыв среднего провода цепи задатчика	Устраняется обрыв в цепи задатчика
Регулятор поддерживает параметр, но наблюдается произвольное изменение его значения	При плавном перемещении задатчика на омметре, подключенном к крайнему и среднему зажимам задатчика, наблюдаются броски стрелки	Плохой контакт в потенциометре задатчика	Проверяется или заменяется потенциометр задатчика
Регулятор поддерживает параметр неточно, как будто увеличена нечувствительность регулятора	Регулирующее устройство исправно. Пульсация параметра по индикаторным лампочкам проявляется слабо	Неполадки в системе измерений регулятора	Продуваются соединительные линии и устраняются подсос воздуха и воздушные пробки в них
Регулятор работает неустойчиво. Наблюдаются автоколебания регулируемой величины	При отключении регулятора регулируемый параметр перестает колебаться. При подаче на регулирующий орган короткого импульса (0,15 — 0,2 с) он перемещается сильнее положенного	Дефекты электротормоза или пускового устройства	Проверяется действие и исправность электротормоза серводвигателя. Устраняется "залипание" пускового устройства

Устраняются люфты и

При отключении регулятора регулируемый параметр перестает колебаться. Для перемещения РО необходимо подать на пусковое устройство несколько импульсов продолжительностью

0,15

—

0,3 с

Люфты и заедания в сервоприводе и РО

			заедания в сервоприводе и РО
	При отключении регулятора регулируемый параметр перестает колебаться. Люфтов в регулирующем органе и серводвигателе нет. Электротормоз налажен	Дефект измерительного преобразователя регулируемого параметра "Сбой" динамической настройки регулятора. Засорение соединительных линий	Заменяется дефектный измерительный преобразователь (заедание плунжера). Проверяется динамическая настройка регулятора по карте настроек, изменяется настройка регулирующего устройства (уменьшается коэффициент передачи, увеличивается нечувствительность) Продуваются соединительные линии измерительного преобразователя
	При отключении регулятора регулируемый параметр продолжает колебаться	Колебания регулируемого параметра из-за технологических причин	Устраняются технологические причины колебаний регулируемого параметра . Вводится $T_{\text{демп}} (T_{\phi})$ регулирующего устройства и увеличивается нечувствительность

Приложение 43 к приказу
Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методика расчета и утверждения плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения

Сноска. Приказ дополнен приложением 43 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика устанавливает порядок расчета, определения и утверждения плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения, а также определения достижения субъектами теплоснабжения, указанных плановых значений.

2. Термины и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с Законом Республики Казахстан "О теплоэнергетике".

3. К показателям надежности и безопасности объектов теплоэнергетики относятся:

а) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате аварий, отказов I и II степени на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей;

б) количество случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % в результате аварий, отказов I и II степени на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности.

Глава 2. Порядок расчета и утверждения минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения

4. Минимальные показатели надежности и безопасности объектов теплоэнергетики определяются до 31 января года достижения указанных показателей.

5. Минимальные показатели надежности и безопасности объектов теплоэнергетики, определяемые количеством аварий, отказов I и II степени, приведших к снижению параметров теплоносителя от источника тепловой энергии и прекращению подачи тепловой энергии в тепловых сетях, рассчитываются исходя из фактических показателей за год, предшествующий году достижения указанных показателей.

6. Минимальный показатель надежности и безопасности для тепловых сетей, определяемый количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети теплотранспортирующего субъекта в результате аварий, отказов I и II степени на тепловых сетях (P_{\min} сети), рассчитывается по формуле:

$$P_{\min} \text{ сети} = N_{\text{п сети}} / L,$$

где:

$N_{\text{п сети}}$ - количество нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя за год, предшествующий году достижения указанных показателей, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились аварии, отказы I и II степени на тепловых сетях.

L - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров.

7. Минимальный показатель надежности и безопасности для источника тепловой энергии, определяемый количеством случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3% в расчете на единицу установленной тепловой мощности источника тепловой энергии в результате аварий, отказов I и II степени на источниках тепловой энергии, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{min ист}} = N_{\text{п ист}} / M,$$

где:

$N_{\text{п ист}}$ - количество случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % за год, предшествующий году достижения указанных показателей причиной которых явились аварии, отказы I и II степени на источниках тепловой энергии.

M - суммарная установленная мощность источников тепловой энергии, Гкал/час.

8. Для расчета и утверждения минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики субъекты теплоснабжения производят учет аварий, отказов I и II степени, приведших к снижению параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % и нарушению подачи тепловой энергии, теплоносителя потребителям, в Журнале отключений по форме, согласно приложениям 1 и 2 к настоящей Методике.

Журнал заполняется на постоянной основе в течение года строго в хронологическом порядке с фиксацией каждого случая нарушения подачи тепловой энергии, теплоносителя в соответствии с Пояснением по заполнению Журнала отключений.

9. Субъекты теплоснабжения ежегодно не позднее 15 января года достижения указанных показателей, направляет в территориальные подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю Информацию о расчете минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики и копию Журнала отключений.

10. После получения от субъектов теплоснабжения Журнала отключений и Информации о расчете минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю проводит сверку полученных данных с Журналом отключений, поступившей от субъектов теплоснабжения в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан в области теплоэнергетики.

При выявлении недостоверных данных территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю отправляют Журнал отключений и Информацию о расчете минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики на доработку и исправление в субъекты теплоснабжения с замечаниями. В течение 10 календарных дней после получения вышеуказанных документов субъекты теплоснабжения направляют Журнал отключений и Информацию о расчете минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики с исправленными данными с учетом

замечаний территориального подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю.

11. Согласования и утверждение минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики производится территориальным подразделением государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю до 15 февраля года достижения указанных показателей и является обязательным к достижению для субъектов теплоснабжения. Formой завершения согласования и утверждения минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики является ответное письмо территориального подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю в субъекты теплоснабжения.

Глава 3. Порядок расчета и утверждения плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения

12. Плановые показатели надежности и безопасности объектов теплоэнергетики устанавливаются на каждый год до 30 марта года достижения указанных показателей.

13. Плановые показатели надежности и безопасности объектов теплоэнергетики, определяемые количеством аварий, отказов I и II степени, приведших к снижению параметров теплоносителя от источника тепловой энергии и прекращению подачи тепловой энергии в тепловых сетях, рассчитываются исходя из фактических показателей за год, предшествующий году достижения указанных показателей, и планового значения протяженности тепловых сетей (мощности источников тепловой энергии), вводимых в эксплуатацию, реконструируемых и модернизируемых.

14. Плановый показатель надежности и безопасности для тепловых сетей, определяемый количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети плотранспортирующего субъекта в результате аварий, отказов I и II степени на тепловых сетях (P план сети), рассчитываются по формуле:

$$P \text{ план сети} = (N \text{ п сети} / L) \times (L - \sum L \text{ зам}) / L,$$

где:

N п сети - количество нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя за год, предшествующий году достижения указанных показателей, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились аварии, отказы I и II степени на тепловых сетях.

L - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров;

ΣL зам - суммарная протяженность реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в году достижения указанных показателей, километров.

15. Плановый показатель надежности и безопасности для источников тепловой энергии, определяемый количеством случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3% в расчете на единицу установленной тепловой мощности источника тепловой энергии в результате аварий, отказов I и II степени на источниках тепловой энергии (Р план ист), рассчитывается по формуле:

$$P \text{ план ист} = (N \text{ п ист} / M) \times (M - \Sigma M \text{ зам}) / M,$$

где:

$N \text{ п ист}$ - количество случаев снижения параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % в результате аварий, отказов I и II степени на источниках тепловой энергии за год, предшествующий году достижения указанных показателей;

ΣM зам - суммарная мощность реконструируемых и модернизируемых источников тепловой энергии, вводимых в эксплуатацию в году достижения указанных показателей;

M – установленная мощность источника тепловой энергии, Гкал/час.

16. Для расчета и утверждения плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики субъекты теплоснабжения производят учет аварий, отказов I и II степени, приведших к снижению параметров теплоносителя от температурного графика за головной задвижкой источника тепловой энергии по температуре воды, поступающей в тепловую сеть более 3 % и нарушению подачи тепловой энергии, теплоносителя потребителям, в Журнале отключений по форме, согласно приложениям 1 и 2 к настоящим Правилам.

Журнал заполняется на постоянной основе в течение года строго в хронологическом порядке с фиксацией каждого случая нарушения подачи тепловой энергии, теплоносителя в соответствии с Пояснением по заполнению Журнала отключений.

17. Субъекты теплоснабжения ежегодно не позднее 1 марта достижения указанных показателей, направляют в территориальные подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю Информацию о расчете плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики и копию Журнала отключений.

18. После получения от субъектов теплоснабжения Журнала отключений и Информации о расчете плановых показателей надежности и безопасности для объектов

теплоэнергетики территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю проводит сверку полученных данных с Журналом отключений, поступившей от субъектов теплоснабжения в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан в области теплоэнергетики.

При выявлении недостоверных данных территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю отправляет Журнал отключений и Информацию о расчете плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики на доработку и исправление в субъекты теплоснабжения с замечаниями. В течение 10 календарных дней после получения вышеуказанных документов субъекты теплоснабжения направляют Журнал отключений и Информацию о расчете плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики с исправленными данными с учетом замечаний территориального подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю.

19. Согласования и утверждение плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики производятся территориальным подразделением государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю до 30 марта года достижения указанных показателей и является обязательным к достижению для субъектов теплоснабжения. Формой завершения согласования и утверждения плановых показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики является ответное письмо территориального подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю в субъекты теплоснабжения.

Глава 4. Порядок принятия отчета о достижении плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения

20. Отчет о достижении плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики направляются субъектами теплоснабжения в территориальные подразделения государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю не позднее 1 февраля года, следующего за годом, на который были установлены плановые и минимальные показатели надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики. Информация о достижении плановых и минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики публикуется в открытом доступе на официальном сайте субъектов теплоснабжения. Фактический показатель надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики является минимальным показателем надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики на следующий год.

21. При несоблюдении минимальных показателей надежности и безопасности для объектов теплоэнергетики, относящихся к централизованным и местным системам теплоснабжения в отношении субъектов теплоснабжения будут приниматься меры, предусмотренные Законом Республики Казахстан "О теплоэнергетике".

Приложение 1 к Методике
расчета и утверждения
плановых и минимальных
показателей надежности и
безопасности для объектов
теплоэнергетики, относящихся к
централизованным и местным
системам теплоснабжения
Форма,
предназначенная для сбора
административных данных

Журнал отключений теплоэнергетики субъекта

Представляется:		в территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю																	
Форма, предназначенная для сбора административных данных на безвозмездной основе размещена на интернет – ресурсе:		www.gov.kz																	
Наименование административной формы:		Журнал отключений теплоэнергетики субъекта																	
Индекс формы, предназначенной для сбора административных данных на безвозмездной основе (краткое буквенно-цифровое выражение наименования формы):		2-ЖО																	
Периодичность:		один раз в год																	
Отчетный период:		_____ год																	
Круг лиц, представляющих форму, предназначенную для сбора административных данных на безвозмездной основе :		теплоэнергетирующие субъекты																	
Срок представления формы, предназначенной для сбора административных данных на безвозмездной основе:		15 января, следующего за отчетным																	
ИИН/БИН:		<table border="1" style="width: 100%; height: 20px;"> <tr> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> <td style="width: 12.5%;"></td> </tr> </table>																	
Метод сбора:		на бумажном носителе или в электронном виде, посредством компьютеризированной системы																	
№	Наименование населенного пункта	Наименование теплоэнергетики	Время и дата возникновения аварий,	Время и дата устранения аварий, отказов I и II степени	Причина аварий, отказов I и II степени	Описание причин	Количество отключенных потребителей (абонентов)												

1	2	спортирую щего субъекта	отказов I и II степени	5	6	аварий, отказов I и II степени	о т теплоснаб жения
	ИТОГО:						

Телефон _____

Адрес электронной почты _____

Исполнитель _____

 фамилия, имя и отчество (при его наличии) подпись, телефон

Руководитель или лицо, исполняющее его обязанности

— фамилия, имя и отчество (при его наличии)

 ПОДПИСЬ

 Приложение

 к форме, предназначенной для
 сбора административных
 данных "Журнал отключений
 теплотранспортирующего субъекта"

Пояснение по заполнению формы административных данных "Журнал отключений теплотранспортирующего субъекта" (индекс: 2-ЖО, периодичность: один раз в год)

1. В Журнале отключений теплотранспортирующего субъекта информация об отключении заполняется с момента возникновения и по факту устранения аварий, отказов I и II степени.

2. В графе 1 указывается порядковый номер аварий, отказов I и II степени. Указанный номер присваивается в хронологическом порядке, с соблюдением сквозного порядка нумерации с начала года.

3. В графе 2 указывается наименование населенного пункта, согласно Классификатору административно-территориальных объектов, где произошло аварий, отказы I и II степени.

4. В графе 3 указывается наименование теплотранспортирующего субъекта.

5. В графе 4 указывается время и дата возникновения аварий, отказов I и II степени, в формате "часы.минуты и дд.мм.гггг".

6. В графе 5 указывается время и дата устранения аварий, отказов I и II степени, в формате "часы.минуты и дд.мм.гггг".

7. В графе 6 указываются причины аварий, отказов I и II степени.

8. В графе 7 указываются описание причин аварий, отказов I и II степени.

9. В графе 8 указывается количество отключенных потребителей (абонентов) от теплоснабжения.

10. В итоговых строках указываются суммы количество аварий, отказов I и II степени, количество отключенных потребителей от теплоснабжения.

Приложение 2 к Методике
расчета и утверждения
плановых и минимальных
показателей надежности и
безопасности для объектов
теплоэнергетики, относящихся
к централизованным и местным
системам теплоснабжения
Форма, предназначенная для
сбора административных данных

Журнал отключений теплопроизводящего субъекта

Представляется:		в территориальное подразделение государственного органа по государственному энергетическому надзору и контролю														
Форма, предназначенная для сбора административных данных на безвозмездной основе размещена на интернет – ресурсе:		www.gov.kz														
Наименование административной формы:		Журнал отключений теплопроизводящего субъекта														
Индекс формы, предназначенной для сбора административных данных на безвозмездной основе (краткое буквенно-цифровое выражение наименования формы):		3-ЖО														
Периодичность:		один раз в год														
Отчетный период:		_____ год														
Круг лиц, представляющих форму, предназначенную для сбора административных данных на безвозмездной основе:		теплопроизводящие субъекты														
Срок представления формы, предназначенной для сбора административных данных на безвозмездной основе:		15 января, следующего за отчетным														
ИИН/БИН:		<table border="1"> <tr> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> </table>														
Метод сбора:		на бумажном носителе или в электронном виде, посредством компьютеризированной системы														
№	Наименование теплопроизводящего субъекта	Время и дата возникновения случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3 %	Время и дата устранения случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3 %	Причина снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3 %	Описание причин снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3 %	Количество потребителей (абонентов), попавших в под снижение параметров теплоносителя от температурного графика										
1	2	3	4	5	6	7										
ИТОГО:																

Телефон _____

Адрес электронной почты _____

Исполнитель _____

фамилия, имя и отчество (при его наличии) подпись, телефон

Руководитель или лицо, исполняющее его обязанности

_____ фамилия, имя и отчество (при его наличии) подпись

Приложение

к форме, предназначенной

для сбора административных

данных "Журнал отключений теплопроизводящего субъекта"

Пояснение по заполнению формы административных данных

"Журнал отключений теплопроизводящего субъекта"

(индекс: 3-ЖО, периодичность: один раз в год)

1. В Журнале отключений теплопроизводящего субъекта информация об отключении заполняется с момента возникновения и по факту устранения случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%.

2. В графе 1 указывается порядковый номер случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%. Указанный номер присваивается в хронологическом порядке, с соблюдением сквозного порядка нумерации с начала года.

3. В графе 2 указывается наименование теплопроизводящего субъекта.

4. В графе 3 указывается время и дата случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%, в формате "часы.минуты и дд.мм.гггг".

5. В графе 4 указывается время и дата устранения случая снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%, в формате "часы.минуты и дд.мм.гггг".

6. В графе 5 указываются причины снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%.

7. В графе 6 указываются описание причин снижения параметров теплоносителя от температурного графика более 3%.

8. В графе 7 указывается количество потребителей (абонентов), попавших в под снижение параметров теплоносителя от температурного графика.

9. В итоговых строках указываются суммы количества потребителей, попавших в под снижение параметров теплоносителя от температурного графика.

Приложение 44 к приказу
Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 декабря 2016 года № 580

Методические указания определения тепловых потерь в сетях

Сноска. Приказ дополнен приложением 44 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания предназначены для определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию тепловых сетей и разработки на их основе нормируемых эксплуатационных тепловых потерь.

2. Фактические эксплуатационные тепловые потери устанавливаются экспериментально путем проведения тепловых испытаний сети. Целью испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладки и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети. По результатам испытаний оценивается состояние изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях работы прокладок.

3. Испытаниям следует подвергать те участки сети, у которых тип прокладки и конструкция изоляции являются характерными для данной сети, что дает возможность распространить результаты испытаний на тепловую сеть в целом.

4. Определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию должно производиться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (далее – ПТЭ), утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 11066) периодически один раз в 5 лет. При этом выявляются изменения теплотехнических свойств изоляционных конструкций вследствие старения в процессе эксплуатации, ввода новых и реконструкции действующих тепловых сетей.

5. Полученные результаты испытаний по определению фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию являются основой для разработки энергетической характеристики тепловой сети по показателю тепловых потерь и их нормирования.

Глава 2. Проведение испытаний водяных тепловых сетей

Параграф 1. Задачи и порядок выполнения работ по проведению испытаний

6. Непосредственной задачей испытаний водяных тепловых сетей является определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию принятых для испытаний участков тепловых сетей при выбранном режиме и сопоставление их с нормативными значениями тепловых потерь для тех же участков тепловой сети.

7. Перед проведением испытаний тепловых сетей должны быть выполнены работы по восстановлению нарушенной тепловой изоляции на испытываемых участках, осушению камер тепловой сети, приведению в порядок дренажей, организации стока поверхностных вод и другие.

8. Проведение испытаний водяной сети предусматривает:

анализ материалов по тепловой сети;

выбор участков сети, подлежащих испытаниям;

расчет параметров испытаний;

подготовку сети и оборудования к испытаниям;

подготовку измерительной аппаратуры;

проведение тепловых испытаний;

обработку данных, полученных при испытаниях;

сопоставление полученных при испытаниях тепловых потерь с нормативными значениями.

Параграф 2. Анализ материалов по тепловой сети

9. При подготовке к испытаниям должен быть проведен анализ схемы тепловой сети, температурных режимов ее работы, типов прокладки и конструкций тепловой изоляции, сроков службы трубопроводов, характерных случаев и причин повреждаемости, схемы, режимов работы и состава оборудования водоподогревательной установки, а также данных о техническом состоянии тепловой изоляции и конструкций прокладок в целом.

По результатам сбора и анализа материалов составляется таблица по форме согласно таблице 1 приложения 1, в которую включается характеристика тепловой сети по отдельным участкам с указанием наружного диаметра и длины труб, конструкций тепловой изоляции, типов прокладки (подземная бесканальная и в каналах, надземная), а также сроков службы (года ввода в эксплуатацию). В таблицу включаются все участки тепловых сетей, находящихся на балансе энергопредприятия.

10. Для пересчета полученных при испытаниях результатов на различные эксплуатационные режимы работы сети и для определения температурных параметров испытаний должны быть собраны следующие климатологические данные для того населенного пункта, в котором расположена испытываемая сеть:

Среднегодовые

$t_{гр}^{ср г}$

и среднемесячные

$t_{гр}^{ср м}$

температуры грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов (для подземной прокладки);

среднегодовые

$$t_{\text{г}}^{\text{ср.г}}$$

и среднемесячные

$$t_{\text{г}}^{\text{ср.м}}$$

температуры наружного воздуха (для надземной прокладки).

Эти данные следует принимать как многолетние по материалам ближайшей к данному населенному пункту метеостанции или из справочников по климатологии.

Параграф 3. Выбор участков сети для испытаний

11. Испытаниям должны подвергаться участки тепловой сети, тип прокладки и конструкции тепловой изоляции которых являются характерными для данной сети.

Характерными считаются участки тепловых сетей, доля которых

φ

, определяемая по (1), в материальной характеристике всей сети составляет не менее 20%:

$$\varphi = \frac{M_x}{M_c} = \frac{\sum_x (d_n L)}{\sum_c (d_n L)} > 0,2, \quad (1)$$

где

$$M_x = \sum_x (d_n L) \quad \text{—}$$

материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода сети, просуммированная по всем участкам с данным типом прокладки и конструкцией изоляции, м²;

$$M_c = \sum_c (d_n L) \quad \text{—}$$

материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода, просуммированная по всей сети в целом, м²;

$$d_n \quad \text{—}$$

наружный диаметр труб в пределах одного участка сети (по подающей или обратной линии при равных диаметрах труб), м;

L - протяженность участка сети, м.

12. Объем испытываемых характерных участков тепловой сети, оцениваемый по материальной характеристике, определяется как реальной технической возможностью проведения испытаний, так и необходимостью получения представительных результатов, которые могут быть распространены на неиспытанные участки тепловой сети. Исходя из этого, минимальный объем испытываемых участков готовой сети по материальной характеристике должен быть не менее 20% материальной характеристики всей сети.

Проведение испытаний характерных участков в меньшем объеме допускается в исключительных случаях, когда значительная часть таких участков рассредоточена по тепловой сети и не может быть объединена в циркуляционное кольцо.

13. Испытания по определению тепловых потерь двухтрубной водяной тепловой сети необходимо проводить на циркуляционном кольце, состоящем из подающей и обратной линий с перемычкой между ними на конечном участке кольца.

Начальный участок циркуляционного кольца образуется оборудованием и трубопроводами теплоподготовительной установки (рисунок).

Циркуляционное кольцо состоит из ряда последовательно соединенных участков, различающихся, как правило, типом прокладки и конструкцией изоляции, а также диаметром трубопроводов. Рекомендуется проводить испытания на циркуляционном кольце, которое включает в себя основную магистраль тепловой сети, состоящую из труб наибольшего диаметра и максимальной протяженности от источника тепла. В конечный участок циркуляционного кольца могут быть включены участки распределительной (квартирной) сети. Все ответвления и отдельные абоненты, присоединенные к циркуляционному кольцу, на время испытаний отсоединяются от него.

14. Расход воды на всех участках циркуляционного кольца во время испытаний должен быть одинаковым и может отличаться только на величину утечки, которая должна быть минимальной и не превышать указанную в пункте 18 настоящих Методических указаний.

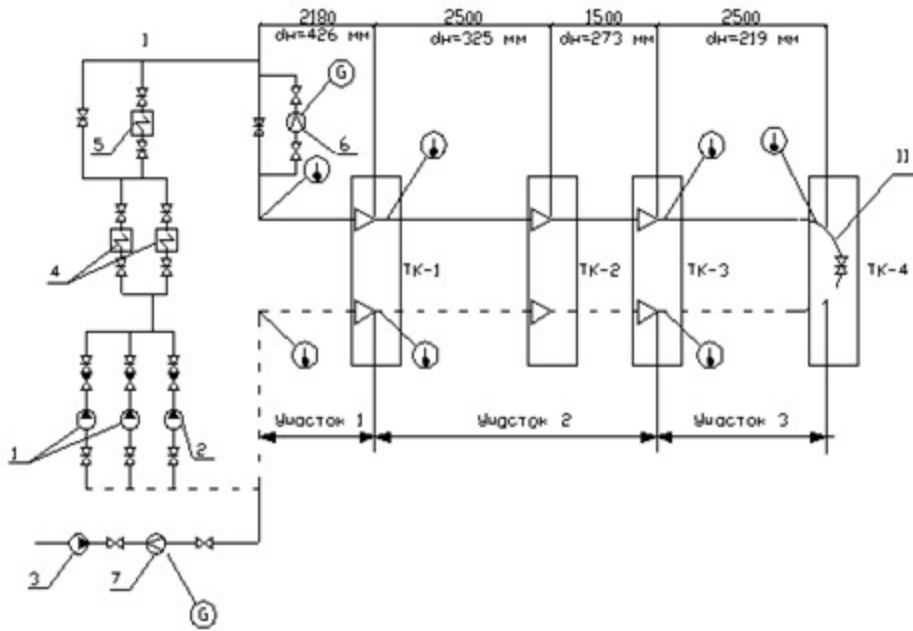


Схема испытываемого циркуляционного кольца

I - теплоподготовительная установка; II - циркуляционная перемычка; 1 - сетевые насосы; 2 - легкий насос малой подачи; 3 - подпиточный насос;

4 - основные подогреватели сетевой воды; 5 - пиковый подогреватель сетевой воды или водогрейный котел; 6 - измерительная диафрагма на подающем трубопроводе;

7 - измерительная диафрагма на подпиточной линии; ТК - тепловая камера;

— — — — —
подающий трубопровод;

— — — — —
обратный трубопровод;

— — — — —
подпиточная линия;

↓
- точка измерения температуры;

⊙
- измерительный прибор расхода.

Понижение температуры воды при этом по мере ее прохождения по циркуляционному кольцу обусловлено тепловыми потерями трубопроводов и арматуры в окружающую среду, которые могут быть определены исходя из измеренных во время испытаний расхода воды и снижения температуры.

Допускается одновременно охватывать несколько циркуляционных колец при условии обеспечения необходимым количеством средств измерений и наблюдателей в

точках наблюдения, подготовленных в соответствии с требованиями правил по технике безопасности.

Параграф 4. Определение параметров испытаний

15. Основными параметрами испытаний, определяемыми расчетным путем, являются поддерживаемые в процессе испытаний значения температуры воды в подающей линии сети на выходе из теплоподготовительной установки и расхода воды на начальном участке испытываемого циркуляционного кольца. Кроме того, определяются ожидаемые в процессе испытаний значения температуры воды в обратной линии на входе в теплоподготовительную установку и расхода подпиточной воды, а также ориентировочная продолжительность испытаний.

16. Температурный режим циркуляционного кольца во время испытаний задается исходя из следующих условий:

разность между средней температурой воды по всем участкам кольца и температурой окружающей среды во время испытаний принимается равной среднегодовому значению разности средней по подающему и обратному трубопроводу температуры воды и температуры окружающей среды по данной сети;

понижение температуры воды

$$\Delta t_{\text{н}}$$

в циркуляционном кольце за счет его тепловых потерь при испытаниях должно составлять не менее 8 и не более 20°C.

При наличии на испытываемом кольце участков с различными типами прокладки и конструкциями изоляции понижение температуры воды в кольце выбирается в соответствии с формулой:

$$\Delta t_{\text{н}} = \frac{\Delta t_{\text{мин}}}{\left(\frac{M_{\text{мин}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}} \right)_{\text{н}}}, \quad (2)$$

где

$$\Delta t_{\text{мин}} \text{ —}$$

минимально допустимое понижение температуры воды в подающей или обратной линии на участке с наименьшей материальной характеристикой, принимаемое равным 2°C из условий обеспечения требуемой точности измерений температуры;

$$\left(\frac{M_{\text{мнк}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}} \right)_{\text{н}} \text{ —}$$

отношение наименьшей материальной характеристики для подающего или обратного трубопровода участка испытываемого кольца к суммарной материальной характеристике подающего и обратного трубопроводов для всего кольца в целом.

При значении отношения

$$\left(\frac{M_{\text{мнк}}}{M_{\text{к.п}} + M_{\text{к.о}}} \right)_{\text{н}} < 0,1$$

тепловые потери на соответствующих участках испытываемого кольца, как правило, отдельно не измеряются.

Температуры воды в подающем и обратном трубопроводах испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки и на входе в нее определяются по формулам, °С:

$$t_{\text{пн}} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ФРГ}} + t_{\text{о}}^{\text{ФРГ}}}{2} + \frac{\Delta t_{\text{н}}}{2} + t_{\text{окрн}} - t_{\text{окр.}}^{\text{ФРГ}}; \quad (3)$$

$$t_{\text{он}} = t_{\text{пн}} - \Delta t_{\text{н}} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ФРГ}} + t_{\text{о}}^{\text{ФРГ}}}{2} - \frac{\Delta t_{\text{н}}}{2} + t_{\text{окрн}} - t_{\text{окр.}}^{\text{ФРГ}}. \quad (4)$$

где

$$t_{\text{п}}^{\text{ФРГ}} \text{ и } t_{\text{о}}^{\text{ФРГ}} \text{ —}$$

среднегодовые температуры воды в подающем и обратном трубопроводах испытываемой сети, °С; подсчитываются как среднеарифметические из среднемесячных температур сетевой воды, определенных по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячных температурах наружного воздуха;

$$t_{\text{окрн}} \text{ —}$$

ожидаемая усредненная по всем участкам кольца температура окружающей среды во время испытаний, °С;

$$t_{\text{окр.}}^{\text{ФРГ}} \text{ —}$$

усредненная по тем же участкам среднегодовая температура окружающей среды, °С

При наличии в пределах испытываемого кольца участков как с подземной, так и с надземной прокладкой тепловой сети усредненные температуры окружающей среды подсчитываются соответственно по формулам, °С:

$$t_{\text{офр.н}} = \frac{t_{\text{гр.н}}^{\text{ср.м}} \cdot M_{\text{подз}} + t_{\text{в.н}}^{\text{ср.м}} \cdot M_{\text{надз}}}{M_{\text{к}}} ; (5)$$

$$t_{\text{офр.г}} = \frac{t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}} \cdot M_{\text{подз}} + t_{\text{в}}^{\text{ср.г}} \cdot M_{\text{надз}}}{M_{\text{к}}} ; (6)$$

где

$$t_{\text{гр.н}}^{\text{ср.м}} \text{ и } t_{\text{в.н}}^{\text{ср.м}} \text{ —}$$

соответственно средние за месяц проведения испытаний температуры грунта на среднем уровне оси теплопроводов и наружного воздуха, °С (Приложение 3 к настоящим Методическим указаниям);

$$t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}} \text{ и } t_{\text{в}}^{\text{ср.г}} \text{ —}$$

соответственно среднегодовые температуры грунта и наружного воздуха, °С;

$$M_{\text{подз}} \text{ и } M_{\text{надз}} \text{ —}$$

материальные характеристики для подающей или обратной линии по всем участкам соответственно подземной и надземной прокладки, расположенным в пределах испытываемого циркуляционного кольца, м²;

$$M_{\text{к}} \text{ —}$$

суммарная материальная характеристика для подающей или обратной линии по всем участкам испытываемого кольца, м².

17. Расчетный расход воды по испытываемому кольцу определяется исходя из ориентировочного значения тепловых потерь этого кольца при режиме испытаний, подсчитываемого по формуле, Вт или ккал/ч:

$$Q_{\text{н}} = \sum_{\text{подз}} [q_{\text{н.н}} \cdot \beta \cdot L] + \sum_{\text{надз}} [(q_{\text{н.п.н}} + q_{\text{н.о.н}}) \cdot \beta \cdot L] , (7)$$

где b - коэффициент местных потерь, учитывающий тепловые потери арматуры, опор и компенсаторов; принимается для тепловых сетей, тепловая изоляция которых запроектирована или заменена в соответствии с "Нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электрических станций и сетей", СНиП 2.04.14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" и СНиП 2.04.14-88* "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" принимается равным:

для бесканальной прокладки - 1,15;

для канальной и надземной в зависимости от диаметра условного прохода трубопроводов: до 150 мм - 1,2, 150 мм и более - 1,15;

Для тепловых сетей, тепловая изоляция которых запроектирована, отремонтирована или заменена в соответствии с МСН 4.02-03-2004 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" коэффициент местных потерь учитывается только для теплового потока через опоры оборудования и принимается равным 1,1 независимо от типа прокладки и диаметра трубопровода.

$q_{\text{ни}}$ —

значения удельных тепловых потерь данной тепловой сети суммарное для подающего и обратного трубопроводов каждого диаметра подземной (канальной и бесканальной) прокладки при температурном режиме испытаний, Вт/м или ккал/(м ч);

$q_{\text{нпн}}$ и $q_{\text{нон}}$ —

значения удельных тепловых потерь данной тепловой сети соответственно по подающей и обратной линиям для каждого диаметра труб надземной прокладки при температурном режиме испытаний, Вт/м или ккал/(м ч).

Значения удельных тепловых потерь для подземной и надземной прокладок определяются, исходя из норм тепловых потерь при температурном режиме и циркуляционном кольце во время испытаний по формулам, Вт/м или ккал/(м ч):

$$q_{\text{нк}} = q_{\text{н}} \frac{t_{\text{нк}}^{\text{Ф}} + t_{\text{ок}}^{\text{Ф}} - 2t_{\text{грн}}^{\text{ФМ}}}{t_{\text{п}}^{\text{ФГ}} + t_{\text{о}}^{\text{ФГ}} - 2t_{\text{гр}}^{\text{ФГ}}}; \quad (8)$$

$$q_{\text{нлк}} = q_{\text{нп}} \frac{t_{\text{нк}}^{\text{Ф}} - t_{\text{ен}}^{\text{ФМ}}}{t_{\text{п}}^{\text{ФГ}} - t_{\text{е}}^{\text{ФГ}}}; \quad (9)$$

$$q_{\text{н.ок}} = q_{\text{н.о}} \frac{t_{\text{ок}}^{\text{Ф}} - t_{\text{ен}}^{\text{ФМ}}}{t_{\text{о}}^{\text{ФГ}} - t_{\text{е}}^{\text{ФГ}}}; \quad (10)$$

где значения

$q_{\text{н}}$, $q_{\text{нк}}$, и $q_{\text{н.о}}$

принимаются по "Нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электрических станций и тепловых сетей" при испытаниях участков тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с данными Нормами, или по нормам плотности теплового потока для тепловых сетей с тепловой изоляцией, выполненной по нормам СНиП 2.04.14-88 (Приложение 2 к настоящим Методическим указаниям), при среднегодовых температурах сетевой воды и окружающей среды.

При этом следует руководствоваться следующими нормами плотности теплового потока (тепловых потерь) для водяных тепловых сетей, а также для плоских и криволинейных поверхностей, тепловая изоляция которых запроектирована, отремонтирована или заменена:

до 01.01.1990 года - по "Нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электрических станций и сетей" (таблицы 1 и 2 Приложения 2 настоящих Методических указаний);

в период с 01.01.1990 года до 01.07.1998 года - в соответствии с СНиП 2.04.14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" (таблицы 3-7 Приложения 2 настоящих Методических указаний);

в период с 01.07.1998 года до 01.11.2005 года в соответствии с СНиП 2.04.14-88* "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" (таблицы 8-10 Приложения 2 настоящих Методических указаний);

после 01.11.2005 года - в соответствии с МСН 4.02-03-2004 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов" (таблицы 11-14 Приложения 2 настоящих Методических указаний);

При отсутствии достоверных данных следует руководствоваться нормами согласно МСН 4.02-03-2004 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов".

При определении нормы плотности теплового потока для тепловых сетей, выполненных из предизолированных трубопроводов надо учитывать изменение норм плотности теплового потока при применении теплоизоляционного слоя из пенополиуретана, фенольного поропласта ФЛ, полимербетона. Для этой цели введен коэффициент К2 (таблица 5 Приложение 2 настоящих Методических указаний).

Значения удельных тепловых потерь при температурах, отличающихся от нормативных, определяются путем линейной интерполяции (или экстраполяции).

Средние температуры воды при режиме испытания соответственно в подающем и обратном трубопроводах испытываемого кольца определяются по формулам, °С:

$$t_{\text{пк}}^{\text{Ф}} = t_{\text{пк}} - \frac{\Delta t_{\text{к}}}{4} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ФГ}} + t_{\text{о}}^{\text{ФГ}}}{2} + \frac{\Delta t_{\text{к}}}{4} + t_{\text{офр к}} - t_{\text{офр}}^{\text{ФГ}}; \quad (11)$$

$$t_{\text{ок}}^{\text{Ф}} = t_{\text{ок}} - \frac{\Delta t_{\text{к}}}{4} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ФГ}} + t_{\text{о}}^{\text{ФГ}}}{2} + \frac{\Delta t_{\text{к}}}{4} + t_{\text{офр к}} - t_{\text{офр}}^{\text{ФГ}} \quad (12)$$

18. Расчетный расход воды в циркуляционном кольце во время испытаний определяется по формуле, кг/с или т/ч:

$$G_{\text{к}} = \frac{Q_{\text{к}}}{c \cdot \Delta t_{\text{к}}} \cdot 10^{-3}, \quad (13)$$

где c - удельная теплоемкость сетевой воды, принимается равной 4,19 103 Дж/(кг °С) или 1 ккал/(кг °С).

Предполагаемое значение часовой подпитки сети при испытаниях принимается равным 0,5% суммарного объема трубопроводов в пределах испытываемого циркуляционного кольца.

19. Ожидаемая продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу определяется по формулам, ч:

при G_n в кг/с

$$\tau_k = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{3,6 \cdot G_n}; \quad (14)$$

при G_n в т/ч

$$\tau_k = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{G_n}, \quad (15)$$

где V - суммарный объем труб испытываемого циркуляционного кольца в пределах от выхода до входа их в теплоподготовительную установку, м³;

ρ - плотность воды в испытываемом кольце при средней температуре воды, кг/ м³.

Параграф 5. Подготовка сети и оборудования к испытаниям

20. Циркуляция воды в испытываемом кольце создается насосом небольшой подачи, в качестве которого может быть использован летний сетевой насос или другое оборудование источника тепла.

21. В качестве водоподогревательного оборудования при испытаниях должны использоваться теплообменники, обеспечивающие тепловую мощность, соответствующую расчетным потерям тепловой энергии в циркуляционном кольце, а также возможность поддержания заданной расчетной температуры на выходе из источника при относительно небольшом расходе воды при испытаниях.

22. На конечном участке испытываемого кольца для перепуска воды из подающей линии в обратную устанавливается циркуляционная перемычка, рассчитанная на потери напора в ней 1-2 м.

Для перепуска воды из подающей линии в обратную могут быть использованы также элеваторные перемычки вводов, расположенных за конечным участком испытываемого кольца. Сопла элеваторов при этом должны быть удалены.

23. Непосредственно перед началом испытаний все ответвления, не подвергающиеся испытаниям, перемычки между подающим и обратным трубопроводами, а также при необходимости тепловые вводы потребителей сети, кроме используемых в качестве перемычек за конечным участком, должны быть отключены от испытываемого кольца. Плотность отключения должна быть тщательно проверена.

Параграф 6. Подготовка измерительной аппаратуры

24. При тепловых испытаниях сети подлежат измерению: расход воды, циркулирующей по испытываемому кольцу, расход подпиточной воды и температура воды в точках наблюдения.

Кроме того, должно контролироваться давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку.

25. Расходы сетевой и подпиточной воды, как правило, измеряются посредством сужающих устройств (измерительных диафрагм), установленных на подающей или обратной линии, а также на подпиточной линии. К измерительным диафрагмам должны быть присоединены расходомеры переменного перепада давлений.

Измерительные диафрагмы должны быть рассчитаны на расходы сетевой и подпиточной воды, которые были выявлены при определении параметров испытаний.

Расчет и установка новых диафрагм должны производиться согласно "Правилам измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами" (РД 50-213-80).

Допускается использовать иные средства измерения расхода, имеющие действующий сертификат о калибровке.

26. Температура воды в испытываемом циркуляционном кольце должна измеряться отдельно по подающей и обратной линиям и точках, расположенных на границах участков, определенных в соответствии с пунктом 14 настоящих Методических указаний. В конечной точке испытываемого кольца в месте установки циркуляционной перемычки устанавливается один термометр.

Термометр на обратном трубопроводе в теплоподготовительной установке размещается до точки врезки подпиточного трубопровода по ходу воды.

Температура воды, а также температура наружного воздуха во время испытаний измеряется лабораторными термометрами с ценой деления $0,1^{\circ}\text{C}$.

27. Все применяемые при испытаниях средства измерения должны быть проверены в соответствии с действующими положениями.

Параграф 7. Составление технической и рабочей программ испытаний

Перед проведением испытаний составляются техническая и рабочая программы испытаний.

28. Техническая программа испытаний:

наименование объекта, цель испытаний и их объем;

перечень подготовительных работ и сроки их проведения;

условия проведения испытаний;

этапы проведения испытаний, их последовательность и ожидаемая продолжительность каждого этапа и испытаний в целом;

режим работы оборудования источника тепла, испытываемых участков и связанных с ними тепловых сетей на каждом этапе, расчетные параметры, их допустимые отклонения и предельные значения параметров;

режим работы оборудования источника тепла и тепловой сети после окончания испытаний;

требования техники безопасности при проведении испытаний;

перечень лиц, ответственных за подготовку и проведение испытаний;

перечень лиц, согласовывающих техническую программу,

29. Рабочая программа испытаний:

перечень работ, выполняемых непосредственно перед испытаниями (подготовка оборудования, сборка схемы на источнике тепла и по сети, установка средств измерений, подготовка системы связи и сигнализации и другие), данные, по исходному состоянию оборудования;

перечень мероприятия по подготовке наблюдателей, включая проведение инструктажа по ведению измерений и действиям при отклонениях от режима и неисправностях средств измерений; проведение инструктажа по технике безопасности при испытаниях;

перечень организаций и должностных лиц, ответственных за техническую и оперативную части испытаний;

перечень организаций и лиц, согласовывающих рабочую программу испытаний;

перечень и последовательность технологических операций по подготовке и проведению режимов испытаний;

график проведения испытаний (время начала и окончания каждого этапа и испытаний в целом);

указания о возможной корректировке графика испытаний (перерывов, повторение режимов, прекращение испытаний и другие) по промежуточным результатам испытаний;

указания о режиме работы оборудования после завершения испытаний;

требования техники безопасности при проведении испытаний;

перечень лиц, ответственных за обеспечение и проведение испытаний;

необходимые схемы, чертежи, графики.

Параграф 8. Проведение тепловых испытаний

30. Осуществление разработанных гидравлических и температурных режимов испытаний производится в следующем порядке:

включаются расходомеры на линиях сетевой и подпиточной воды и устанавливаются термометры на циркуляционной перемычке конечного участка кольца, на выходе трубопроводов из теплоподготовительной установки и на входе в нее;

устанавливается определенный расчетом расход воды по циркуляционному кольцу, который поддерживается постоянным в течение всего периода испытаний;

устанавливается давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку;

устанавливается температура

$t_{пк}$

воды в подающей линии испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки, определенная по формуле (3).

31. Отклонение расхода сетевой воды в циркуляционном кольце не должно превышать $\pm 2\%$ от расчетного значения.

Температура воды в подающей линии должна поддерживаться постоянной с точностью $\pm 0,5^\circ\text{C}$.

32. Определение тепловых потерь при подземной прокладке сетей производится при установившемся тепловом состоянии, что достигается путем стабилизации температурного поля в окружающем теплопроводы грунте, при заданном режиме испытаний.

Продолжительность достижения установившегося теплового состояния испытываемого кольца зависит от исходного состояния и температурного режима работы сети до испытаний и обычно находится в пределах (2÷8)

t_k

, где

t_k

определяется по формуле (15).

Показателем достижения установившегося теплового состояния грунта на испытываемом кольце является постоянство температуры воды в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку в течение 4 часов.

Во время прогрева грунта измеряются расходы циркулирующей и подпиточной воды, температура сетевой воды на входе в теплоподготовительную установку и выходе из нее и на перемычке конечного участка испытываемого кольца. Результаты измерений фиксируются одновременно через каждые 30 минут.

Продолжительность периода достижения установившегося теплового состояния кольца существенно сокращается, если перед испытанием горячее водоснабжение присоединенных к испытываемой магистрали потребителей осуществлялось при температуре воды в подающей линии, близкой к температуре испытаний

$t_{пк}$

33. Начиная с момента достижения установившегося теплового состояния во всех намеченных точках наблюдения устанавливаются термометры и измеряется

температура воды. Запись показаний термометров и расходомеров ведется одновременно с интервалом 10 минут. Продолжительность основного режима испытаний должна составлять не менее

$$\bar{t}_x$$

+ (8÷10) часов.

34. На заключительном этапе испытаний методом "температурной волны" уточняется

$$\bar{t}_x$$

воды по циркуляционному кольцу, предварительно определенная по формуле (15). На этом этапе температура воды в подающей линии за 20-40 минут повышается на 10-20°C по сравнению со значением

$$t_{пн}$$

и поддерживается постоянной на этом уровне в течение 1 часа. Затем с той же скоростью температура воды понижается до значения , которое и поддерживается до конца испытаний.

Расход воды при режиме "температурной волны" остается неизменным. Прохождение "температурной волны" по испытываемому кольцу фиксируется с интервалом 10 минут во всех точках наблюдения, что дает возможность определить фактическую продолжительность пробега частиц воды, но каждому участку испытываемого кольца.

Испытания считаются законченными после того, как "температурная волна" будет отмечена в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку.

35. Суммарная продолжительность основного режима испытаний и периода пробега "температурной волны" составляет 2

$$\bar{t}_x$$

+ (10÷12) ч.

9-параграф. Обработка результатов испытаний

36. В результате испытаний определяются тепловые потери для каждого из участков испытываемого кольца отдельно по подающей и обратной линиям.

37. Для выявления периода, в течение которого температурный режим испытаний был наиболее близок к установившемуся, необходимо построить по всем точкам измерений график изменения температуры.

По каждому наблюдательному пункту должны быть усреднены значения температуры воды, полученные при 20-30 последовательных измерениях в тот период, когда режим испытаний был наиболее близок к установившемуся. За этот же период усредняются значения расходов сетевой и подпиточной воды.

Усредняемые значения температуры должны быть смещены по времени на фактическую продолжительность пробега воды между точками измерения, определенную методом "температурной волны".

38. Тепловые потери по подающему и обратному трубопроводам для каждого из участков испытываемого кольца определяются по формулам, Вт или ккал/ч:

$$Q_{\text{пк}} = c(G_c - \frac{G_{\text{п}}}{4})(t_{\text{п}}^{\text{н}} - t_{\text{п}}^{\text{к}}) \cdot 10^3 ; (16)$$

$$Q_{\text{ок}} = c(G_c - \frac{3G_{\text{п}}}{4})(t_{\text{о}}^{\text{н}} - t_{\text{о}}^{\text{к}}) \cdot 10^3 , (17)$$

где

$$G_{c3/4} \text{ —}$$

усредненный расход сетевой воды в подающей линии на выходе из теплоподготовительной установки, кг/с (т/ч);

$$G_{\text{п}3/4} \text{ —}$$

усредненный расход подпиточной воды, кг/с (т/ч);

$$t_{\text{п}}^{\text{н}} \text{ и } t_{\text{п}}^{\text{к}} \text{ —}$$

усредненные температуры воды в начале и конце подающего трубопровода на участке, °С;

$$t_{\text{о}}^{\text{н}} \text{ и } t_{\text{о}}^{\text{к}} \text{ —}$$

усреднение температуры воды в начале и конце обратного трубопровода на участке, °С

39. При наличии на испытанном участке циркуляционного кольца отрезков трубопровода с другими типами прокладок или конструкциями изоляции незначительной протяженности, на которых температурный перепад не измеряется, обработка результатов испытаний такого участка производится следующим образом:

по формулам (16) и (17) определяются фактические тепловые потери по подающей и обратной линиям на испытанном участке, включающем нехарактерные отрезки трубопровода;

для каждого нехарактерного отрезка рассчитываются средние температуры воды по подающему и обратному трубопроводам, °С:

$$(t_{\text{пн}}^{\text{ср}})' = t_{\text{п}}^{\text{н}} - (t_{\text{п}}^{\text{н}} - t_{\text{п}}^{\text{к}}) \frac{M_{\text{пнн}} + 0,5M_{\text{пстр}}}{M_{\text{пуч}}} ; (18)$$

$$(t_{\text{он}}^{\text{ср}})' = t_{\text{о}}^{\text{к}} + (t_{\text{о}}^{\text{н}} - t_{\text{о}}^{\text{к}}) \frac{M_{\text{онн}} + 0,5M_{\text{остр}}}{M_{\text{оуч}}} , (19)$$

где

$$M_{\text{пуч}} \text{ и } M_{\text{оуч}} \text{ —}$$

материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов на всем испытанном участке циркуляционного кольца, м²;

$$M_{\text{пнн}} \text{ и } M_{\text{онн}} \text{ —}$$

материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов части участка циркуляционного кольца от начала участка до места расположения нехарактерного отрезка, м²;

$$M_{\text{пстр}} \text{ и } M_{\text{остр}} \text{ —}$$

материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов нехарактерного отрезка, м².

По методу, указанному в пункте 17 настоящих Методических указаний, определяются приближенные тепловые потери нехарактерного отрезка трубопровода при температурном режиме испытаний; при этом L - длина нехарактерного отрезка (м), а значения

$$q_{\text{пн}} , q_{\text{пнп}} \text{ и } q_{\text{он}} \text{ —}$$

находятся по температурам

$$(t_{\text{пн}}^{\text{ср}})' , (t_{\text{он}}^{\text{ср}})'$$

и средним за время испытаний температурам грунта и окружающего воздуха.

Фактические тепловые потери по основной части испытанного участка циркуляционного кольца, используемые для дальнейших расчетов, определяются как разность тепловых потерь по каждому из трубопроводов по формулам (16), (17) и на нехарактерных отрезках трубопроводов.

Параграф 10. Оценка и использование результатов определения тепловых потерь

40. Полученные по результатам испытаний фактические тепловые потери, пересчитанные на среднегодовые температурные условия работы тепловой сети, используются как основа для последующего нормирования тепловых потерь тепловыми сетями субъекту теплоснабжения на пятилетний период, а также для оценки изменения теплотехнических свойств теплоизоляционных конструкций и технического состояния тепловых сетей в целом.

41. Оценка фактических тепловых потерь для среднегодовых условий производится путем их сопоставления с соответствующими значениями тепловых потерь, определенных по Нормам, приведенных в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям.

42. Пересчет фактических тепловых потерь для всех испытанных участков тепловой сети на среднегодовые условия ее работы производится по формулам, Вт или ккал/ч:

для участков подземной прокладки, суммарно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{\text{жи}}^{\text{фг}} = \frac{Q_{\text{пн}}(t_{\text{п}}^{\text{фг}} - t_{\text{гр}}^{\text{фг}}) + Q_{\text{он}}(t_{\text{о}}^{\text{фг}} - t_{\text{гр}}^{\text{фг}})}{\frac{1}{4}(t_{\text{п}}^{\text{н}} + t_{\text{п}}^{\text{к}} + t_{\text{о}}^{\text{н}} + t_{\text{о}}^{\text{к}}) - t_{\text{грн}}} ; (20)$$

для участков надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{\text{пн}}^{\text{фг}} = \frac{Q_{\text{пн}}(t_{\text{п}}^{\text{фг}} - t_{\text{в}}^{\text{фг}})}{\frac{1}{2}(t_{\text{п}}^{\text{н}} + t_{\text{п}}^{\text{к}}) - t_{\text{вн}}} ; (21)$$

$$Q_{\text{он}}^{\text{фг}} = \frac{Q_{\text{он}}(t_{\text{о}}^{\text{фг}} - t_{\text{в}}^{\text{фг}})}{\frac{1}{2}(t_{\text{о}}^{\text{н}} + t_{\text{о}}^{\text{к}}) - t_{\text{вн}}} , (22)$$

где

$$t_{\text{грн}} \text{ и } t_{\text{вн}} \text{ —}$$

температура грунта и окружающего воздуха, средняя за время испытаний, °С.

43. Значения среднегодовых тепловых потерь по нормам для испытанных участков данной тепловой сети определяются по формулам, Вт или ккал/ч:

для участков подземной прокладки

$$Q_{\text{н}}^{\text{ФГ}} = \sum \beta q_{\text{н}} L; \quad (23)$$

для участков надземной прокладки

$$Q_{\text{м}}^{\text{ФГ}} = \sum \beta q_{\text{м}} L; \quad (24)$$

$$Q_{\text{о}}^{\text{ФГ}} = \sum \beta q_{\text{о}} L, \quad (25)$$

где значения

$q_{\text{н}}, q_{\text{нп}}, q_{\text{н.оп}}, b$

определяются согласно пункту 17 настоящих Методических указаний.

44. Соотношения фактических и определенных по нормам тепловых потерь определяются по формулам:

для участков подземной прокладки

$$K = \frac{Q_{\text{нп}}^{\text{ФГ}}}{Q_{\text{н}}^{\text{ФГ}}}; \quad (26)$$

для участков надземной прокладки

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{нп.п}}^{\text{ФГ}}}{Q_{\text{нп}}^{\text{ФГ}}}; \quad (27)$$

$$K_{\text{о}} = \frac{Q_{\text{н.о.п}}^{\text{ФГ}}}{Q_{\text{н.о}}^{\text{ФГ}}}. \quad (28)$$

45. При анализе результатов испытаний необходимо иметь в виду следующее:

соотношения K показывают, на какое значение фактические тепловые потери отличаются от соответствующих потерь, определенных по нормам проектирования тепловой изоляции для различных видов прокладки. Так как нормативными документами не предусматривается определение тепловых потерь и их соответствие нормам при вводе тепловых сетей в эксплуатацию, то изменение технического состояния теплоизоляционной конструкции в процессе эксплуатации определяется динамикой изменения фактических тепловых потерь при регулярном проведении испытаний с установленной ПТЭ периодичностью;

одинаковые значения соотношений K по видам прокладки (подземной и надземной) отражают различное техническое состояние теплоизоляционных конструкций. Для подземных прокладок меньше диапазон изменения коэффициентов K при ухудшении

теплотехнических свойств изоляции, а также как правило, ниже абсолютные значения K , чем для надземной прокладки;

значения соотношений K для тепловых сетей, изоляция которых выполнена по ранее действовавшим нормам тепловых потерь и по которым спроектировано большинство действующих сетей, ниже из-за более высоких абсолютных значений удельных тепловых потерь, чем для тепловых сетей с изоляцией по нормам СНиП 2.04.14-88* и МСН 4.02-03-2004.

46. Определение эксплуатационных нормируемых тепловых потерь всей сетью на основании анализа результатов испытаний на предстоящий период, а также сопоставление фактических и нормативных эксплуатационных тепловых потерь за прошедший период должно осуществляться в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетической характеристики тепловых сетей по показателю тепловых потерь. (согласно актуальным нормативным правовым актам Республики Казахстан, СТ РК и ГОСТ).

Глава 3. Определение тепловых потерь при наличии приборов учета у потребителей

47. В современных условиях в большинстве централизованных систем теплоснабжения найдется несколько десятков потребителей, имеющих приборы учета. С их помощью можно определить параметр, характеризующий тепловые потери в сети ($q_{\text{потерь}}$ - средние для системы потери теплоты одним м³ теплоносителя на одном километре двухтрубной теплосети).

48. Используя возможности архивов тепловычислителей, определяются для каждого потребителя, имеющего приборы учета теплоты, средние за месяц (или любой другой период времени) температуры воды в подающем трубопроводе и расход воды в подающем трубопроводе.

49. Аналогично на источнике теплоты определяются средние за тот же период времени

$$T_{\text{пр}}^{\text{ист}} \text{ и } G_{\text{пр}}^{\text{ист}}.$$

50. Средние теплотопотери через изоляцию подающего трубопровода, отнесенные к i -му потребителю

$$Q_{\text{п.под}}^i = \frac{(T_{\text{под}}^{\text{ист}} - T_{\text{под}}^i) \cdot G_{\text{под}}^i}{1000}, \text{ Гкал/ч (29)}$$

где,

$$T_{\text{под}}^i \text{ и } G_{\text{под}}^i -$$

температура и расход теплоносителя в подающем трубопроводе по показанию прибора учета, °С;

$T_{\text{под-ист}}$

температура теплоносителя в подающем трубопроводе на выходе из источника тепла, °С.

51. Суммарные тепловые потери в подающих трубопроводах потребителей, имеющих приборы учета:

$$Q_{\text{п.под.}}^{\text{пр}} = \sum Q_{\text{п.под.}}^i \quad (30)$$

52. Средние удельные тепловые потери сети в подающих трубопроводах

$$q_{\text{п.под.}} = \frac{Q_{\text{п.под.}}^{\text{пр}}}{\sum (G_{\text{под.}}^i \cdot l^i)}, \quad (31)$$

где: l^i . наименьшее расстояние по сети от источника теплоты до i -го потребителя.

53. Определяется расход теплоносителя для потребителей, не имеющих приборов учета теплоты:

а) для закрытых систем

$$G_{\text{под}}^{\text{без пр}} = G_{\text{пр}}^{\text{ист}} - \sum G_{\text{под.}}^i - \frac{G_{\text{ут}}^{\text{ист}}}{2} \quad (32)$$

где

$G_{\text{ут}}^{\text{ист}}$

-среднечасовая подпитка теплосети на теплоисточнике за анализируемый период;

б) для открытых систем

$$G_{\text{под}}^{\text{без пр}} = G_{\text{под}}^{\text{ист}} - \sum G_{\text{под.}}^i - \frac{G_{\text{подп.н.}}^{\text{ист}} - \sum G_{\text{потр.н.}}^i}{2} \quad (33)$$

где,

$G_{\text{подп.н.}}^{\text{ист}}$

-среднечасовая подпитка теплосети на теплоисточнике в ночное время;

$G_{\text{потр.н.}}^i$

-среднечасовое потребление теплоносителя у i -потребителя в ночное время.

Промышленные потребители, круглосуточно потребляющие теплоноситель, как правило, имеют приборы учета теплоты.

54. Расход теплоносителя в подающем трубопроводе для каждого j -потребителя, не имеющего приборов учета теплоты,

 $G_{\text{под}}^j$

определяется путем распределения

 $G_{\text{под}}^{\text{без пр.}}$

по потребителям пропорционально среднечасовой подключенной нагрузке.

55. Средние теплотери через изоляцию подающего трубопровода, отнесенные к j -потребителю

$$Q_{\text{п.под}}^j = q_{\text{п.под}} \cdot G_{\text{под}}^j \cdot l^j \quad (34)$$

где, l^j . наименьшее расстояние по сети от источника теплоты до j -потребителя.

56. Суммарные тепловые потери в подающих трубопроводах потребителей, не имеющих приборов учета

$$Q_{\text{п.под}}^{\text{без пр}} = \sum Q_{\text{п.под}}^j \quad (35)$$

суммарные тепловые потери во всех подающих трубопроводах системы

$$Q_{\text{п.под}} = Q_{\text{п.под}}^{\text{пр}} + Q_{\text{п.под}}^{\text{без пр}} \quad (36)$$

57. Потери в обратных трубопроводах рассчитываются по тому соотношению, которое определяется для данной системы при расчете нормативных теплотерь

$$Q_{\text{п.обр}} = Q_{\text{п.под}} \cdot \frac{Q_{\text{п.обр}}^{\text{н}}}{Q_{\text{п.под}}^{\text{н}}} \quad (37)$$

58. Общие теплотери системы централизованного теплоснабжения через изоляцию трубопроводов, определенные по результатам приборного учета

$$Q_{п.изол} = Q_{п.под} + Q_{п.обр.} \quad (38)$$

Конечно, чем больше приборов учета теплоты установлено в системе, тем выше точность учета тепловых потерь. Но фактически, даже при наличии 10 % необходимых приборов, точность определения потерь становится сопоставимой с фактической точностью приборов. И при любых условиях точность прямых измерений теплотерь с помощью стационарно установленных приборов выше точности определения потерь системы по летним испытаниям отдельного трубопровода.

Глава 4. Стимулирование снижения температуры обратной сетевой воды

59. При наличии двухпоточного теплосчетчика могут быть измерены приведенные к конкретному потребителю потери в обратном трубопроводе

$$Q_{п.обр.}^i = \frac{(T_{обр.}^i - T_{обр.}^{ист.}) \cdot G_{обр.}^i}{1000} \quad (39)$$

где: $T_{обр.}^i$ - средняя температура сетевой воды, возвращаемой от i-потребителя;

$T_{обр.}^{ист.}$ - средняя температура обратной сетевой воды, возвращаемой на теплоисточник;

$G_{обр.}^i$ - средний расход теплоносителя, возвращаемого от i-потребителя.

60. При закрытой системе теплоснабжения можно считать, что

$$G_{пр}^i = G_{обр.}^i,$$

тогда можно при вычислении пользоваться данными однопоточного теплосчетчика.

В реальных условиях $Q_{п.обр.}$ может оказаться и отрицательной величиной, когда температура воды, возвращаемой от конкретного потребителя, оказывается ниже средней температуры сетевой воды, возвращаемой на источник.

Приложение 1 к методическим
указаниям определения
тепловых потерь в сетях

Формы таблиц исходных данных и результатов испытаний

Таблица 1

Материальная характеристика водяных тепловых сетей на балансе энергопредприятия

	Т и п прокладки,		Наружный диаметр			Д о л я материальной характеристи ки по типу
--	---------------------	--	---------------------	--	--	---

Участок сети	конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	d_k , м	Длина участка L, м	Материальная характеристика M, м2	прокладки и конструкции и изоляции
1						
2						
3...						

Таблица 2

Материальная характеристика испытываемых участков тепловой сети

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Наружный диаметр d_k , м	Длина участка L, м	Объем трубопровода V, м3	Материальная характеристика M, м2
1					
2					
3...					

Таблица 3

Среднемесячные и среднегодовые температуры окружающей среды и сетевой воды

Месяц, год	Температура, °С		Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	грунта на средней глубине залегания $t_{г}$	наружного воздуха $t_{в}$	подающем $t_{п}$	обратном $t_{о}$
1				
2				
3...				

Таблица 4

Расчет потерь тепла на испытанных участках тепловой сети

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, кг/с (т/ч)		Температура воды в начале и конце участка, °С		Температура окружающей среды при испытаниях, °С	Фактически е тепловые потери Q_k , Вт (ккал/ч)
		G_c	$G_{п}$	$t_{н}$	$t_{к}$		
1							
2							
3...							

Таблица 5

Результаты сопоставления тепловых потерь

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям $Q_{\text{факт}}^{\text{ср.г}}$, Вт (ккал/ч)	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям $Q_{\text{н}}^{\text{ср.г}}$, Вт (ккал/ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь К
1				
2				
3...				

Приложение 2 к методическим указаниям определения тепловых потерь в сетях

Справочные материалы

Таблица 1

Нормы плотности теплового потока изолированными водяными теплопроводами, расположенными в непроходных каналах и при бесканальной прокладке (с расчетной среднегодовой температурой грунта +5°C на глубине заложения теплопроводов)

Наружный диаметр труб $d_{\text{н}}$, мм	Нормы плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м ч)]			
	обратного теплопровода при средней температуре воды ($t_{\text{ср.г}}^{\text{в}} = 50.^\circ\text{C}$)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 52,5°C ($t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} = 65^\circ\text{C}$)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 65°C ($t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} = 90^\circ\text{C}$)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 75°C ($t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} = 110^\circ\text{C}$)
32	23 (19,8)	52 (44,8)	60 (51,7)	67 (57,8)
57	29 (25)	65 (56)	75 (64,7)	84 (72,4)
76	34 (29,3)	75 (64,7)	86 (74,1)	95 (81,9)
89	36 (31)	80 (69)	93 (80,2)	102 (87,9)
108	40 (34,5)	88 (75,9)	102 (87,9)	111 (95,7)
159	49 (42,2)	109 (94)	124 (106,9)	136 (117,2)
219	59 (50,9)	131 (112,9)	151 (130,2)	165 (142,2)
273	70 (60,3)	154 (132,7)	174 (150)	190 (163,8)
325	79 (68,1)	173 (149,1)	195 (168,1)	212 (182,7)
377	88 (75,9)	191 (164,6)*	212 (182,7)	234 (201,7)
426	95 (81,9)	209 (180,2)*	235 (202,6)	254 (218,9)
478	106 (91,4)	230 (198,3)*	259 (223,3)	280 (241,4)
529	117 (100,9)	251 (216,4)*	282 (243,1)	303 (261,2)

630	133 (114,6)	286 (246,5)*	321 (276,7)	345 (297,4)
720	145 (125)	316 (272,4)*	355 (306)	379 (326,7)
820	164 (141,4)	354 (305,1)*	396 (341,4)	423 (364,6)
920	180 (155,2)	387 (333,6)*	433 (373,2)	463 (399,1)
1020	198 (170,7)	426 (367,2)*	475 (409,5)	506 (436,2)
1220	233 (200,8)	499 (430,1)	561 (483,6)	591 (509,4)
1420	265 (228,4)	568 (489,6)	644 (555,1)	675 (581,8)

Примечания: 1. Отмеченные знаком "*" значения удельных тепловых потерь приведены как оценочные из-за отсутствия в Нормах соответствующих значений удельных тепловых потерь для подающего трубопровода.

2. Удельные тепловые потери для диаметров 1220 и 1420 мм из-за их отсутствия в Нормах определены методом экстраполяции и приведены как рекомендуемые значения.

Таблица 2

Нормы плотности теплового потока одним изолированным водяным теплопроводом при надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5°C

Наружный диаметр труб d_n , мм	Нормы плотности теплового потока, Вт/м [ккал / (м ч)]			
	Разность среднегодовой температуры сетевой воды в подающем или обратном трубопроводах и наружного воздуха, °C			
	45	70	95	120
32	17 (14,7)	27 (23,3)	36 (31)	44 (37,9)
49	21 (18,1)	31 (26,7)	42 (36,2)	52 (44,8)
57	24 (20,7)	35 (30,2)	46 (39,7)	57 (49,1)
76	29 (25)	41 (35,3)	52 (44,8)	64 (55,2)
82	32 (27,6)	44 (37,9)	58 (50)	70 (60,3)
108	36 (31)	50 (43,1)	64 (55,2)	78 (67,2)
133	41 (35,3)	56 (48,3)	70 (60,3)	86 (74,1)
159	44 (37,9)	58 (50)	75 (64,7)	93 (80,2)
194	49 (42,2)	67 (57,8)	85 (73,3)	102 (87,9)
219	53 (45,7)	70 (60,3)	90 (77,6)	110 (94,8)
273	61 (52,6)	81 (69,8)	101 (87,1)	124 (106,9)
325	70 (60,3)	93 (80,2)	116 (100)	139 (119,8)
377	82 (70,7)	108 (93,1)	132 (113,8)	157 (135,3)
426	95 (81,9)	122 (105,2)	148 (127,6)	174 (150)
478	103 (88,8)	131 (112,9)	158 (136,2)	186 (160,3)
529	110 (94,8)	139 (119,8)	168 (144,8)	197 (169,8)
630	121 (104,3)	154 (132,7)	186 (160,3)	220 (189,6)
720	133 (114,6)	168 (144,8)	204 (175,8)	239 (206)
820	157 (135,3)	195 (168,1)	232 (200)	270 (232,7)
920	180 (155,2)	220 (189,6)	261 (224,9)	302 (260,3)
1020	209 (180,2)	255 (219,8)	296 (255,2)	339 (292,2)

1420	267 (230,2)	325 (280,2)	377 (325)	441 (380,1)
------	-------------	-------------	-----------	-------------

Таблица 3

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах, Вт/м [ккал / (м ч)]

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее					
	Трубопровод					
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С					
	65	50	90	50	110	50
25	18(15,5)	12(10,3)	26(22,4)	11(9,5)	31 (26,7)	10(8,6)
30	19(16,4)	13(11,2)	27(23,3)	12(10,3)	33 (28,4)	11(9,5)
40	21(18,1)	14(12,1)	29(25,0)	13(11,2)	36(31,0)	12(10,3)
50	22(19,0)	15(12,9)	33(28,4)	14(12,1)	40(34,5)	13(11,2)
65	27 (23,3)	19(16,4)	38(32,8)	16(13,8)	47 (40,5)	14(12,1)
80	29 (25,0)	20(17,2)	41 (35,3)	17(14,7)	51 (44,0)	15 (12,9)
100	33 (28,4)	22(19,0)	46(39,7)	19 (16,4)	57 (49,1)	17 (14,7)
125	34(29,3)	23 (19,8)	49(42,2)	20(17,2)	61 (52,6)	18(15,5)
150	38(32,8)	26 (26,4)	54(46,5)	22(19,0)	65 (56,0)	19(16,4)
200	48(41,4)	31 (26,7)	66(56,9)	26 (22,4)	83(71,5)	23(19,8)
250	54 (46,5)	35 (30,2)	76(65,5)	29 (25,0)	93 (80,2)	25(21,6)
300	62(53,4)	40(34,5)	87(75,0)	32 (27,6)	103 (88,8)	28 (24,1)
350	68(58,6)	44(37,9)	93 (80,2)	34 (29,3)	117(100,9)	29(25,0)
400	76(65,5)	47 (40,5)	109 (94,0)	37 (31,9)	123 (106,0)	30(25,9)
450	77 (66,4)	49(42,2)	112(96,5)	39(33,6)	135(116,4)	32(27,6)
500	88 (75,9)	54(46,5)	126(108,6)	43 (37,1)	167 (144,0)	33(28,4)
600	98 (84,5)	58(50,0)	140(120,7)	45(38,8)	171 (147,4)	35 (30,2)
700	107 (92,2)	63(54,3)	163(140,5)	47 (40,5)	185(159,5)	38 (32,8)
800	130(112,1)	72(62,1)	181 (156,0)	48 (41,4)	213 (183,6)	42(36,2)
910	138(119,0)	75 (64,7)	190(163,8)	57 (49,1)	234(201,7)	44 (37,9)
1000	152(131,0)	78(67,2)	199(171,5)	59(50,9)	249(214,6)	49(42,2)
1200	185(159,5)	86 (74,1)	257(221,5)	66(56,9)	300 (258,6)	54(46,5)
1400	204(175,8)	90(77,54)	284 (244,8)	69 (59,47)	322 (276,9)	58 (49,88)

Продолжение таблицы

При числе часов работы в год более 5000					
Трубопровод					
подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
Среднегодовая температура теплоносителя, °С					
65	50	90	50	110	50
16(13,8)	11(9,5)	23 (19,8)	10(8,6)	28 (24,1)	9 (7,8)

17 (14,7)	12(10,3)	24(20,7)	11(9,5)	30 (25,9)	10(8,6)
18(15,5)	13(11,2)	26 (22,4)	12(10,3)	32 (27,6)	11(9,5)
20(17,2)	14(12,1)	28(24,1)	13(11,3)	35 (30,2)	12(10,3)
23(19,8)	16(13,8)	34(29,3)	15(13,9)	40(34,5)	13(11,2)
25 (21,6)	17(14,7)	36(31,0)	16(13,8)	44 (37,9)	14(12,1)
28(24,1)	19(16,4)	41 (35,3)	17 (14,7)	48 (41,4)	15(12,9)
31 (26,7)	21(18,1)	42(36,2)	18(15,5)	50(43,1)	16(13,8)
32 (27,6)	22(19,0)	44 (37,9)	19(16,4)	55 (47,4)	17(14,7)
39 (33,6)	27(23,3)	54(46,5)	22(19,0)	68 (58,6)	21 (18,1)
45 (38,8)	30(25,9)	64(55,2)	25 (21,6)	77 (66,4)	23 (19,8)
50(43,1)	33(28,4)	70(60,3)	28 (24,1)	84(72,4)	25(21,6)
55 (47,4)	37 (31,9)	75 (64,7)	30 (25,9)	94 (81,0)	26(22,4)
58(50,0)	38 (32,8)	82 (70,7)	33 (28,4)	101 (87,1)	28(24,1)
67(57,8)	43 (37,1)	93 (80,2)	36(31,0)	107 (92,2)	29(25,0)
68 (58,6)	44(37,9)	98(84,5)	38(32,8)	117(100,9)	32(27,6)
79(68,1)	50(43,1)	109(94,0)	41 (35,3)	132(113,8)	34 (29,3)
89 (76,7)	55(47,4)	126(108,6)	43 (37,1)	151(130,2)	37(31,9)
100 (86,2)	60(51,7)	140(120,7)	45 (38,8)	163(140,5)	40(34,5)
106(91,4)	66(56,9)	151 (130,2)	54(46,5)	186(160,3)	43 (37,1)
117(100,9)	71 (61,2)	158(136,2)	57(49,1)	192(165,5)	47 (40,5)
144(124,1)	79(68,1)	185(159,5)	64(55,2)	229(197,4)	52(44,8)
152 (13,72)	82 (70,68)	210 (181,0)	68 (58,6)	252 (217,2)	56 (48,2)

Таблица 4

Нормы плотности потока через изолированную поверхность трубопроводов при двухтрубной подземной бесканальной прокладке водяных тепловых сетей, Вт/м

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее				При числе часов работы в год более 5000			
	Трубопровод							
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С							
	65	50	90	50	65	50	90	50
25	15	10	22	10	14	9	20	9
30	16	11	23	11	15	10	20	10
40	18	12	25	12	16	11	22	11
50	19	13	28	13	17	12	24	12
65	23	16	32	14	20	13	29	13
80	25	17	35	15	21	14	31	14
100	28	19	39	16	24	16	35	15
125	29	20	42	17	26	18	38	16
150	32	22	46	19	27	19	42	17
200	41	26	55	22	33	23	49	19

250	46	30	65	25	38	26	54	21
300	53	34	74	27	43	28	60	24
350	58	37	79	29	46	31	64	26
400	65	40	87	32	50	33	70	28
450	70	42	95	33	54	36	79	31
500	75	46	107	36	58	37	84	32
600	83	49	119	38	67	42	93	35
700	91	54	139	41	76	47	107	37
800	106	61	150	45	85	51	119	38
900	117	64	162	48	90	56	128	43
1000	129	66	169	51	100	60	140	46
1200	157	73	218	55	114	67	158	53
1400	173	77	241	59	130	70	179	58

Примечания: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65; 90 °С соответствуют температурным графикам 95-70 °С; 150-70 °С.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией

Таблица 5

Коэффициент K2, учитывающий изменение норм плотности теплового потока при применении теплоизоляционного слоя из пенополиуретана, фенольного поропласта ФЛ, полимербетона

Материал теплоизоляционного слоя	Условный проход трубопровода, мм			
	26-55	80-150	200-300	350-500
Коэффициент K2				
Пенополиуретан, фенольный поропласт ФЛ	0,5	0,6	0,7	0,8
Полимербетон	0,7	0,8	0,9	1,0

Таблица 6

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении на открытом воздухе

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее					При числе часов работы в год более 5000 ч				
	Средняя температура теплоносителя, оС									
	20	50	100	150	200	20	50	100	150	200
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]										
15	5 (4,3)	11(9,5)	22 (19,0)	34 (29,3)	46 (39,7)	4 (3,4)	10 (8,6)	20 (17,2)	30 (25,9)	42 (36,2)
20	6 (5,2)	13 (11,2)	25 (21,6)	38 (32,8)	52 (44,8)	5 (4,3)	11 (9,5)	22 (19,0)	34 (29,3)	47 (40,5)
25	6 (5,2)	15 (12,9)	28 (24,1)	42 (36,2)	57 (49,1)	5 (4,3)	13 (11,2)	25 (21,6)	37 (31,9)	52 (44,8)
40	8 (6,9)	18 (15,5)	33 (28,4)	49 (42,2)	66 (56,9)	7 (6,0)	15 (12,9)	29 (25,0)	44 (37,9)	59 (50,9)
50	9 (7,8)	19 (16,4)	36 (31,0)	53 (45,7)	71 (61,2)	7 (6,0)	17 (14,7)	31 (26,7)	47 (40,5)	64 (55,2)

65	10 (8,6)	23 (19,8)	41 (35,3)	61 (52,6)	81 (69,8)	9 (7,8)	19 (16,4)	36 (31,0)	54 (46,5)	72 (62,1)
80	11 (9,5)	25 (21,6)	45 (38,8)	66 (56,9)	87 (75,0)	10 (8,6)	21 (18,1)	39 (33,6)	58 (50,0)	77 (66,4)
100	13 (11,2)	28 (24,1)	50 (43,1)	73 (62,9)	97 (83,6)	11 (9,5)	24 (20,7)	43 (37,1)	64 (55,2)	85 (73,3)
125	15 (12,9)	32 (27,6)	56 (48,3)	81 (69,8)	107 (92,2)	12 (10,3)	27 (23,3)	49 (42,2)	70 (60,3)	93 (80,2)
150	18 (15,5)	35 (30,2)	63 (54,3)	89 (76,7)	118 (101,7)	14 (12,1)	30 (25,9)	54 (46,5)	77 (66,4)	102 (87,9)
200	22 (19,0)	44 (37,9)	77 (66,4)	109 (94,0)	142 (122,4)	18 (15,5)	37 (31,9)	65 (56,0)	93 (80,2)	122 (105,2)
250	26 (22,4)	51 (44,0)	88 (75,9)	125 (107,8)	161 (138,8)	21 (18,1)	43 (37,1)	75 (64,7)	106 (91,4)	138 (119,0)
300	30 (25,9)	59 (50,9)	101 (87,1)	140 (120,7)	181 (156,0)	25 (21,6)	49 (42,2)	84 (72,4)	118 (101,7)	155 (133,6)
350	35 (30,2)	66 (56,9)	112 (96,5)	155 (133,6)	200 (172,4)	28 (24,1)	55 (47,4)	93 (80,2)	131 (112,9)	170 (146,5)
400	38 (32,8)	73 (62,9)	122 (105,2)	170 (146,5)	217 (187,1)	30 (25,9)	61 (52,6)	102 (87,9)	142 (122,4)	185 (159,5)
450	41 (35,3)	80 (69,0)	132 (113,8)	182 (156,9)	233 (200,8)	33 (28,4)	65 (56,0)	109 (94,0)	152 (131,0)	197 (169,8)
500	45 (38,8)	88 (75,9)	143 (123,3)	197 (169,8)	251 (216,4)	36 (31,0)	71 (61,2)	119 (102,6)	166 (143,1)	211 (181,9)
600	53 (45,7)	100 (86,2)	165 (142,2)	225 (194,4)	288 (248,3)	42 (36,2)	82 (70,7)	136 (117,2)	188 (162,1)	240 (206,9)
700	60 (51,7)	114 (98,3)	184 (158,6)	250 (215,5)	319 (275,0)	48 (41,4)	92 (79,3)	151 (130,2)	209 (180,2)	264 (227,6)
800	67 (57,8)	128 (110,3)	205 (176,7)	278 (239,6)	353 (304,3)	53 (45,7)	103 (88,8)	167 (144,0)	213 (183,6)	292 (251,7)
900	75 (64,7)	141 (121,5)	226 (194,8)	306 (263,8)	388 (334,5)	59 (50,9)	113 (97,4)	184 (158,6)	253 (218,1)	319 (275,0)
1000	83 (71,5)	155 (133,6)	247 (212,9)	333 (287,0)	421 (362,9)	65 (56,0)	124 (106,9)	201 (173,3)	275 (237,1)	346 (298,3)

Криволинейные поверх. диаметр более 1020 мм и плоские	Нормы поверхностей плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]									
	25 (21,6)	44 (37,9)	71 (61,2)	88 (75,9)	108 (93,1)	19 (16,4)	35 (30,2)	54 (46,5)	70 (60,3)	85 (73,3)

Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией

Таблица 7

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении в помещении и тоннеле

При числе часов работы в год 5000 ч и менее	При числе работы в год более 5000 ч
---	-------------------------------------

Условный проход трубопровода, мм	Средняя температура теплоносителя, оС							
	50	100	150	200	50	100	150	200
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(мч)]							
15	9 (7,8)	20 (17,2)	31 (26,7)	44 (37,9)	8(6,9)	18 (15,5)	28 (24,1)	40 (34,5)
20	10 (8,6)	22 (19,0)	35 (30,2)	49 (42,2)	9 (7,8)	20 (17,2)	32 (27,6)	45 (38,8)
25	11 (9,5)	25 (21,6)	39 (33,6)	54 (46,5)	10 (8,6)	22 (19,0)	35 (30,2)	49 (42,2)
40	13 (11,2)	29 (25,0)	46 (39,7)	64 (55,2)	12 (10,3)	26 (22,4)	41 (35,3)	57 (49,1)
50	15 (12,9)	32 (27,6)	49 (42,2)	68 (58,6)	13 (11,2)	28 (24,1)	44 (37,9)	61 (52,6)
65	17 (14,7)	37 (31,9)	57 (49,1)	78 (67,2)	15 (12,9)	32 (27,6)	50 (43,1)	69 (59,5)
80	20 (17,2)	41 (35,3)	62 (53,4)	84 (72,4)	16 (13,8)	35 (30,2)	54 (46,5)	74 (63,8)
100	22 (19,0)	45 (38,8)	69 (59,5)	93 (80,2)	18 (15,5)	39 (33,6)	60 (51,7)	81 (69,8)
125	25 (21,6)	51 (44,0)	77 (66,4)	102 (87,9)	21 (18,1)	44 (37,9)	66 (56,9)	90 (77,6)
150	28 (24,1)	56 (48,3)	85 (73,3)	114 (98,3)	24 (20,7)	49 (42,2)	73 (62,9)	98 (84,5)
200	36 (31,0)	70 (60,3)	103 (88,8)	137 (118,1)	29 (25,0)	59 (50,9)	88 (75,9)	118 (101,7)
250	42 (36,2)	81 (69,8)	118 (101,7)	155 (133,6)	34 (29,3)	68 (58,6)	100 (86,2)	133 (114,6)
300	48 (41,4)	92 (79,3)	133 (114,6)	174 (150,0)	39 (33,6)	77 (66,4)	112 (96,5)	149 (128,4)
350	53 (45,7)	103 (88,8)	147 (126,7)	193 (166,4)	44 (37,9)	85 (73,3)	124 (106,9)	164 (141,4)
400	60 (51,7)	113 (97,4)	162 (139,6)	210 (181,0)	48 (41,4)	93 (80,2)	135 (116,4)	178 (153,4)
450	64 (55,2)	122 (105,2)	173 (149,1)	225 (194,0)	52 (44,8)	101 (87,1)	145 (125,0)	190 (163,8)
500	71 (61,2)	132 (113,8)	188 (162,1)	243 (209,5)	57 (49,1)	109 (94,0)	156 (134,5)	205 (176,7)
600	81 (69,8)	152 (131,0)	215 (185,3)	277 (238,8)	67 (57,8)	125(107,8)	179 (154,3)	232 (200,0)
700	91 (78,4)	170 (146,5)	239 (206,0)	309 (266,4)	74 (63,8)	139(119,8)	199 (171,5)	256 (220,7)
800	102(87,9)	190(163,8)	265 (228,4)	342 (294,8)	84 (72,4)	155 (133,6)	220 (189,6)	283 (243,9)
900	114(98,3)	209 (180,2)	292 (251,7)	375 (323,3)	93 (80,2)	170 (146,5)	241 (207,7)	309 (266,4)
1000	125(107,8)	229 (197,4)	318 (274,1)	408 (351,7)	102 (87,9)	186 (160,3)	262 (225,8)	335 (288,8)
Криволинейная поверхность диаметром более 1020 мм и плос.	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(мч)]							
	36 (31,0)	63 (54,3)	85 (73,3)	105 (90,5)	29 (25,0)	50 (43,1)	68 (58,6)	83(71,5)

Примечание: 1 При расположении изолируемых поверхностей в тоннеле к нормам плотности следует вводить коэффициент 0,85
2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Для тепловых сетей, тепловая изоляция которых запроектирована, отремонтирована или заменена в период с 01.07.1998 г. до 1.11.2005 г.

Таблица 8

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении на открытом воздухе

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее					При числе работы в год более 5000 ч				
	Средняя температура теплоносителя, оС									
	20	50	100	150	200	20	50	100	150	200
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(мч)]									
				28 (24,1)	38 (32,8)					34 (29,3)

			18 (15,5)	31 (26,7)	43 (37,1)				24 (20,7)	38 (32,8)
			21 (18,1)	34 (29,3)	47 (40,5)				28 (24,1)	42 (36,2)
		9 (7,8)	23 (19,8)	40 (34,5)	54 (46,6)			16 (13,8)	30 (25,9)	48 (41,4)
15		11 (9,5)	27 (23,3)	44 (37,9)	58 (50,0)		8 (6,9)	18 (15,5)	36 (31,0)	52 (44,8)
20	4 (3,4)	12 (10,3)	30 (25,9)	50 (43,1)	67 (57,8)	3 (2,6)	9 (7,8)	20 (17,2)	38 (32,8)	58 (50,0)
25	5 (4,3)	15 (12,9)	34 (29,3)	54 (46,6)	71 (61,2)	4 (3,4)	11 (9,5)	24 (20,7)	44 (37,9)	62 (53,4)
40	5 (4,3)	16 (13,8)	37 (31,9)	60 (51,7)	80 (69,0)	4 (3,4)	12 (10,3)	25 (21,6)	47 (40,5)	69 (59,5)
50	7 (6,0)	19 (16,4)	41 (35,3)	66 (56,9)	88 (75,9)	5 (4,3)	14 (12,1)	29 (25,0)	52 (44,8)	75 (64,7)
65	7 (6,0)	21 (18,1)	46 (39,7)	73 (62,9)	97 (83,6)	6 (5,2)	15 (12,9)	32 (27,6)	57 (49,1)	83 (71,6)
80	8 (6,9)	23 (19,8)	52 (44,8)	89 (76,7)	117 (100,9)	7 (6,0)	17 (14,7)	35 (30,2)	62 (53,4)	99 (85,3)
100	9 (7,8)	26 (22,4)	63 (54,3)	103 (88,8)	132 (113,8)	8 (6,9)	19 (16,4)	40 (34,5)	75 (64,7)	112 (96,6)
125	11 (9,5)	29 (25,0)	72 (62,1)	115 (99,1)	149 (128,4)	9 (7,8)	22 (19,0)	44 (37,9)	86 (74,1)	126 (108,6)
150	12 (10,3)	36 (31,0)	83 (71,6)	127 (109,5)	164 (141,4)	10 (8,6)	24 (20,7)	53 (45,7)	96 (82,8)	138 (119,0)
200	15 (12,9)	42 (36,2)	92 (79,3)	139 (119,8)	178 (153,4)	11 (9,5)	30 (25,9)	61 (52,6)	106 (91,4)	150 (129,3)
250	18 (15,5)	48 (41,4)	100 (86,2)	149 (128,4)	191 (164,7)	15 (12,9)	35 (30,2)	68 (58,6)	125 (107,8)	160 (137,9)
300	21 (18,1)	54 (46,6)	108 (93,1)	162 (139,7)	206 (177,6)	17 (14,7)	40 (34,5)	75 (64,7)	135 (116,4)	171 (147,4)
350	25 (21,6)	60 (51,7)	117 (100,9)	185 (159,5)	236 (203,4)	20 (17,2)	45 (38,8)	83 (71,6)	152 (131,0)	194 (167,2)
400	29 (25,0)	66 (56,9)	127 (109,5)	205 (176,7)	262 (225,9)	23 (19,8)	49 (42,2)	88 (75,9)	169 (145,7)	214 (184,5)
450	31 (26,7)	72 (62,1)	135 (116,4)	228 (196,6)	290 (250,0)	24 (20,7)	53 (45,7)	96 (82,8)	172 (148,3)	237 (204,3)
500	34 (29,3)	82 (70,7)	144,8)	251 (216,4)	318 (274,1)	27 (23,3)	58 (50,0)	106,0)	185,7)	258 (222,4)
600	37 (31,9)	94 (81,0)	151 (130,2)	273 (235,3)	345 (297,4)	29 (25,0)	66 (56,9)	110 (94,8)	192,2)	280 (241,4)
700	44 (37,9)	105 (90,5)	168 (144,8)			34 (29,3)	75 (64,7)	122 (105,2)		
800	49 (42,2)	116 (100,0)	185 (159,5)			39 (33,6)	83 (71,6)	135 (116,4)		
900	55 (47,4)	127 (109,5)	203 (175,0)			43 (37,1)	92 (79,3)	149 (128,4)		
1000	62 (53,4)	144,8)	228 (196,6)			48 (41,4)	101 (87,1)	163 (140,5)		

Криволи	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]									
н поверхн ость диаметр ом более 1020 мм и плос.	21 (18,1)	36(31,0)	58 (50)	72(62,1)	89 (76,7)	5(4,3)	28 (24,1)	44 (37,9)	57 (49,1)	69 (59,5)
Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.										

Таблица 9

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении в помещении и тоннеле

Условный проход	При числе часов работы в год 5000 ч и менее			
	Средняя температура теплоносителя, оС			
	50	100	150	200

трубопровод, мм	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
15	7	(6,0)	16	(13,8)	25	(21,6)	35	(30,2)
20	8	(6,9)	18	(15,5)	28	(24,1)	39	(33,6)
25	9	(7,8)	20	(17,2)	31	(26,7)	43	(37,1)
40	10	(8,6)	23	(19,8)	37	(31,9)	51	(44,0)
50	12	(10,3)	26	(22,4)	39	(33,6)	54	(46,6)
65	14	(12,1)	30	(25,9)	46	(39,7)	62	(53,4)
80	16	(13,8)	33	(28,4)	50	(43,1)	67	(57,8)
100	18	(15,5)	36	(31,0)	55	(47,4)	74	(63,8)
125	20	(17,2)	41	(35,3)	62	(53,4)	82	(70,7)
150	22	(19,0)	45	(38,8)	68	(58,6)	91	(78,4)
200	29	(25,0)	56	(48,3)	82	(70,7)	110	(94,8)
250	34	(29,3)	65	(56,0)	94	(81,0)	124	(106,9)
300	38	(32,8)	74	(63,8)	106	(91,4)	139	(119,8)
350	42	(36,2)	82	(70,7)	118	(101,7)	154	(132,8)
400	48	(41,4)	90	(77,6)	130	(112,1)	168	(144,8)
450	51	(44,0)	98	(84,5)	138	(119,0)	180	(155,2)
500	57	(49,1)	106	(91,4)	150	(129,3)	194	(167,2)
600	65	(56,0)	120	(103,4)	172	(148,3)	222	(191,4)
700	73	(62,9)	136	(117,2)	191	(164,7)	247	(212,9)
800	82	(70,7)	152	(131,0)	212	(182,8)	274	(236,2)
900	91	(78,4)	167	(144,0)	234	(201,7)	300	(258,6)
1000	100	(86,2)	183	(157,8)	254	(219,0)	326	(281,0)

Криволин. поверх. диаметром более 1020 мм и плос.	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]			
	29 (25)	50 (43,1)	68 (58,6)	84 (72,4)

Примечание: 1 При расположении изолируемых поверхностей в тоннеле к нормам плотности следует вводить коэффициент 0,85

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Продолжение таблицы

При числе работы в год более 5000 ч							
Средняя температура теплоносителя, оС							
50		100		150		200	
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
6	(5,2)	14	(12,1)	22	(19,0)	32	(27,6)
7	(6,0)	16	(13,8)	26	(22,4)	36	(31,0)
8	(6,9)	18	(15,5)	28	(24,1)	39	(33,6)
10	(8,6)	21	(18,0)	33	(28,4)	46	(39,7)
10	(8,6)	22	(19,0)	35	(30,2)	49	(42,2)
12	(10,3)	26	(22,4)	40	(34,5)	55	(47,4)

13	(11,2)	28	(24,1)	43	(37,1)	59	(50,9)
14	(12,1)	31	(26,7)	48	(41,4)	65	(56,0)
17	(14,7)	35	(30,2)	53	(45,7)	72	(62,1)
19	(16,4)	39	(33,6)	58	(50,0)	78	(67,2)
23	(19,8)	47	(40,5)	70	(60,3)	94	(81,0)
27	(23,3)	54	(46,6)	80	(69,0)	106	(91,4)
31	(26,7)	62	(53,4)	90	(77,6)	119	(102,6)
35	(30,2)	68	(58,6)	99	(85,3)	131	(112,9)
38	(32,8)	74	(63,8)	108	(93,1)	142	(122,4)
42	(36,2)	81	(69,8)	116	(100,0)	152	(131,0)
46	(39,7)	87	(75,0)	125	(107,8)	164	(141,4)
54	(46,6)	100	(86,2)	143	(123,3)	186	(160,3)
59	(50,9)	111	(95,7)	159	(137,1)	205	(176,7)
67	(57,8)	124	(106,9)	176	(151,7)	226	(194,8)
74	(63,8)	136	(117,2)	193	(166,4)	247	(212,9)
82	(70,7)	149	(128,4)	210	(181,0)	286	(246,6)
Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
23(19,8)		40 (34,5)		54 (46,6)		66(56,9)	
Примечание: 1 При расположении изолируемых поверхностей в тоннеле к нормам плотности следует вводить коэффициент 0,85							
2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.							

Таблица 10

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах и подземной бесканальной прокладке

Уловный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее						
	Трубопровод						
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий
	Средняя температура теплоносителя, оС						
	65	50	90	50	110	50	65
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
25	15 (12,9)	10 (8,6)	22(19,0)	10 (8,6)	26(22,4)	9(7,8)	14(12,1)
30	16 (13,8)	11 (9,5)	23(19,8)	11 (9,5)	28(24,1)	10(8,6)	15(12,9)
40	18 (15,5)	12(10,3)	25(21,6)	12(10,3)	31(26,7)	11(9,5)	16(13,8)
50	19 (16,4)	13(11,2)	28(24,1)	13(11,2)	34(29,3)	12(10,3)	17(14,7)
65	23 (19,8)	16(13,8)	32(27,6)	14(12,1)	40(34,5)	13(11,2)	20(17,2)
80	25 (21,6)	17(14,7)	35(30,2)	15(12,9)	43(37,1)	14(12,1)	21(18,1)
100	28(24,1)	19(16,4)	39(33,6)	16(13,8)	48(41,4)	16(13,8)	24(20,7)
125	29 (25,0)	20(17,2)	42(36,2)	17(14,7)	52(44,8)	17(14,7)	26(22,4)
150	32 (27,6)	22(19,0)	46(39,7)	19(16,4)	55(47,4)	18(15,5)	27(23,3)
200	41 (35,3)	26(22,4)	55(47,4)	22(19,0)	71(61,2)	20(17,2)	33(28,4)
250	46 (39,7)	30(25,9)	65(56,0)	25(21,6)	79(68,1)	21(18,1)	38(32,8)
300	53 (45,7)	34(29,3)	74(63,8)	27(23,3)	88(75,9)	24(20,7)	43(37,1)

350	58 (50,0)	37(31,9)	79(68,1)	29(25,0)	98(84,5)	25(21,6)	46(39,7)
400	65 (56,0)	40(34,5)	87(75,0)	32(27,6)	105(90,5)	26(22,4)	50(43,1)
450	70 (60,3)	42(36,2)	95(81,9)	33(28,4)	115(99,1)	27(23,3)	54(46,6)
500	75 (64,7)	46(39,7)	107(92,2)	36(31,0)	130(112,1)	28(24,1)	58(50,0)
600	83 (71,6)	49(42,2)	119(102,6)	38(32,8)	145(125,0)	30(25,9)	67(57,8)
700	91 (78,4)	51(44,0)	139(119,8)	41(35,3)	157(135,3)	33(28,4)	76(65,5)
800	106(91,4)	56(46,6)	150(129,3)	45(38,8)	181(156,0)	36(31,0)	85(73,3)
900	117(100,9)	64(55,2)	162(139,7)	48(41,4)	199(171,6)	37(31,9)	90(77,6)
1000	129(111,2)	66(56,9)	169(145,7)	51(44,0)	212(182,8)	42(36,2)	100(86,2)
1200	157(135,3)	73(62,9)	218(187,9)	55(47,4)	255(219,8)	46(39,7)	114(98,3)
1400	173(149,1)	77(66,4)	241(207,8)	59(50,9)	274(236,2)	49(42,2)	130(112,1)

Примечание: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65, 90, 110 оС соответствуют температурным графикам 95-70, 150-70, 180-70 оС.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Продолжение таблицы

При числе работы в год более 5000 ч				
Трубопровод				
обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
Средняя температура теплоносителя, оС				
50	90	50	110	50
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]				
9(7,8)	20(17,2)	9(7,8)	24(20,7)	8(6,9)
10(8,6)	20(17,2)	10(8,6)	26(22,4)	9(7,8)
11(9,5)	22(19,0)	11(9,5)	27(23,3)	10(8,6)
12(10,3)	24(20,7)	12(Ю.3)	30(25,9)	11(9,5)
13(11,2)	29(25,0)	13(11,2)	34(29,3)	12(10,3)
14(12,1)	31(26,7)	14(12,1)	37(31,9)	13(11,2)
16(13,8)	35(30,2)	15(12,9)	41(35,3)	14(12,1)
18(15,5)	38(32,8)	16(13,8)	43(37,1)	15(12,9)
19(16,4)	42(36,2)	17(14,7)	47(40,5)	16(13,8)
23(19,8)	49(42,2)	19(16,4)	58(50,0)	18(15,5)
26(22,4)	54(46,6)	21(18,1)	66(56,9)	20(17,2)
28(24,1)	60(51,7)	24(20,7)	71(61,2)	21(18,1)
31(26,7)	64(55,2)	26(22,4)	80(69,0)	22(19,0)
33(28,4)	70(60,3)	28(24,1)	86(74,1)	24(20,7)
36(31,0)	79(68,1)	31(26,7)	91(78,4)	25(21,6)
37(31,9)	84(72,4)	32(27,6)	100(86,2)	27(23,3)
42(36,2)	93(80,2)	35(30,2)	112(96,6)	31(26,7)
47(40,5)	107(92,2)	37(31,9)	128(110,3)	31(26,7)
51(44,0)	119(102,6)	38(32,8)	139(119,8)	34(29,3)
56(48,3)	128(110,3)	43(37,1)	150(129,3)	37(31,9)
60(51,7)	140(120,7)	46(39,7)	163(140,5)	40(34,5)
67(57,8)	158(136,2)	53(45,7)	190(163,8)	44(37,9)
70(60,3)	179 (154,3)	58(50,0)	224(193,1)	48(41,4)

Примечание: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65, 90, 110 оС соответствуют температурным графикам 95-70, 150-70, 180-70 оС.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Для тепловых сетей, тепловая изоляция которых запроектирована, отремонтирована или заменена после 01.11.2005 г.

Таблица 11

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении на открытом воздухе

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее										
	Средняя температура теплоносителя, оС										
	20	50	100	150	200	20					
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]											
15	4	(3,4)	10	(8,6)	18	(15,5)	28	(24,1)	38	(32,8)	4
20	5	(4,3)	11	(9,5)	21	(18,1)	31	(26,7)	42	(36,2)	4
25	5	(4,3)	12	(10,3)	23	(19,8)	34	(29,3)	46	(39,7)	5
40	6	(5,2)	14	(12,1)	26	(22,4)	39	(33,6)	52	(44,8)	5
50	7	(6,0)	16	(13,8)	29	(25,0)	43	(37,1)	57	(49,1)	6
65	8	(6,9)	18	(15,5)	33	(28,4)	48	(41,4)	65	(56,0)	7
80	9	(7,8)	20	(17,2)	36	(31,0)	52	(44,8)	69	(59,5)	8
100	10	(8,6)	22	(19,0)	39	(33,6)	57	(49,1)	76	(65,5)	9
125	12	(10,3)	25	(21,6)	44	(37,9)	63	(54,3)	84	(72,4)	10
150	13	(11,2)	27	(23,3)	48	(41,4)	70	(60,3)	92	(79,3)	11
200	16	(13,8)	34	(29,3)	59	(50,9)	83	(71,5)	109	(94,0)	14
250	19	(16,4)	39	(33,6)	67	(57,8)	95	(81,9)	124	(106,9)	16
300	22	(19,0)	44	(37,9)	76	(65,5)	106	(91,4)	138	(119,0)	18
350	27	(23,3)	54	(46,5)	92	(79,3)	128	(110,3)	164	(141,4)	22
400	30	(25,9)	60	(51,7)	100	(86,2)	139	(119,8)	178	(153,4)	25
450	33	(28,4)	65	(56,0)	109	(94,0)	150	(129,3)	192	(165,5)	27
500	36	(31,0)	71	(61,2)	118	(101,7)	162	(139,6)	207	(178,4)	30
600	42	(36,2)	82	(70,7)	135	(116,4)	185	(159,5)	235	(202,6)	34
700	47	(40,5)	91	(78,4)	150	(129,3)	204	(175,8)	259	(223,3)	38
800	53	(45,7)	102	(87,9)	166	(143,1)	226	(194,8)	286	(246,5)	43
900	59	(50,9)	112	(96,5)	183	(157,7)	248	(213,8)	312	(268,9)	47
1000	64	(55,2)	123	(106,0)	199	(171,5)	269	(231,9)	339	(292,2)	52
1400	87	(75,0)	165	(142,2)	264	(227,6)	355	(306,0)	444	(382,7)	70
Более 1400 мм и плоские поверх.	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]										
	19 (16,4)	35 (30,2)	54 (46,5)	70 (60,3)	85 (73,3)	15 (12,9)					
Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.											

Продолжение таблицы

При числе работы в год более 5000 ч							
Средняя температура теплоносителя, оС							
50		100		150		200	
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
9	(7,8)	17	(14,7)	25	(21,6)	35	(30,2)
10	(8,6)	19	(16,4)	28	(24,1)	39	(33,6)
11	(9,5)	20	(17,2)	31	(26,7)	42	(36,2)
12	(10,3)	23	(19,8)	35	(30,2)	47	(40,5)
14	(12,1)	26	(22,4)	38	(32,8)	51	(44,0)
16	(13,8)	29	(25,0)	43	(37,1)	58	(50,0)
17	(14,7)	31	(26,7)	46	(39,7)	62	(53,4)
19	(16,4)	34	(29,3)	50	(43,1)	67	(57,8)
21	(18,1)	38	(32,8)	55	(47,4)	74	(63,8)
23	(19,8)	42	(36,2)	61	(52,6)	80	(69,0)
28	(24,1)	50	(43,1)	72	(62,1)	95	(81,9)
33	(28,4)	57	(49,1)	82	(70,7)	107	(92,2)
39	(33,6)	67	(57,8)	95	(81,9)	124	(106,9)
45	(38,8)	77	(66,4)	108	(93,1)	140	(120,7)
49	(42,2)	84	(72,4)	117	(100,9)	152	(131,0)
54	(46,5)	91	(78,4)	127	(109,5)	163	(140,5)
58	(50,0)	98	(84,5)	136	(117,2)	175	(150,9)
67	(57,8)	112	(96,5)	154	(132,7)	197	(169,8)
75	(64,7)	124	(106,9)	170	(146,5)	217	(187,1)
83	(71,5)	137	(118,1)	188	(162,1)	238	(205,2)
91	(78,4)	150	(129,3)	205	(176,7)	259	(223,3)
100	(86,2)	163	(140,5)	222	(191,4)	281	(242,2)
133	(114,6)	215	(185,3)	291	(250,8)	364	(313,8)
Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
27 (23,3)		41 (35,3)		54 (46,5)		66 (56,9)	
Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.							

Таблица 12

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов при расположении в помещении

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее							
	Средняя температура теплоносителя, оС							
	50		100		150		200	
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
15	6	(5,2)	16	(13,8)	25	(21,6)	35	(30,2)

20	7	(6,0)	18	(15,5)	28	(24,1)	40	(34,5)
25	8	(6,9)	20	(17,2)	31	(26,7)	43	(37,1)
40	10	(8,6)	23	(19,8)	36	(31,0)	49	(42,2)
50	11	(9,5)	25	(21,6)	40	(34,5)	54	(46,5)
65	13	(11,2)	29	(25,0)	45	(38,8)	62	(53,4)
80	14	(12,1)	32	(27,6)	49	(42,2)	66	(56,9)
100	16	(13,8)	35	(30,2)	54	(46,5)	73	(62,9)
125	18	(15,5)	39	(33,6)	60	(51,7)	81	(69,8)
150	21	(18,1)	44	(37,9)	66	(56,9)	89	(76,7)
200	26	(22,4)	53	(45,7)	80	(69,0)	107	(92,2)
250	30	(25,9)	62	(53,4)	92	(79,3)	122	(105,2)
300	34	(29,3)	70	(60,3)	103	(88,8)	136	(117,2)
350	38	(32,8)	77	(66,4)	113	(97,4)	149	(128,4)
400	42	(36,2)	85	(73,3)	123	(106,0)	162	(139,6)
450	46	(39,7)	92	(79,3)	134	(115,5)	175	(150,9)
500	51	(44,0)	100	(86,2)	144	(124,1)	189	(162,9)
600	58	(50,0)	114	(98,3)	164	(141,4)	214	(184,5)
700	65	(56,0)	127	(109,5)	182	(156,9)	236	(203,4)
800	73	(62,9)	141	(121,5)	202	(174,1)	261	(225,0)
900	81	(69,8)	156	(134,5)	221	(190,5)	285	(245,7)
1000	89	(76,7)	170	(146,5)	241	(207,7)	309	(266,4)
1400	120	(103,4)	226	(194,8)	318	(274,1)	406	(350,0)

Криволин. поверхнос т ь диаметром более 1020 мм и плос.	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
	26 (22,4)	46 (39,7)	63 (54,3)	78 (67,2)				

Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Продолжение таблицы

При числе работы в год более 5000 ч							
Средняя температура теплоносителя, оС							
50	100	150	200				
Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
6	(5,2)	14	(12,1)	23	(19,8)	33	(28,4)
7	(6,0)	16	(13,8)	26	(22,4)	37	(31,9)
8	(6,9)	18	(15,5)	28	(24,1)	40	(34,5)
9	(7,8)	21	(18,1)	32	(27,6)	45	(38,8)
10	(8,6)	23	(19,8)	36	(31,0)	50	(43,1)
12	(10,3)	26	(22,4)	41	(35,3)	56	(48,3)
13	(11,2)	28	(24,1)	44	(37,9)	60	(51,7)
14	(12,1)	31	(26,7)	48	(41,4)	65	(56,0)

16	(13,8)	35	(30,2)	53	(45,7)	72	(62,1)
18	(15,5)	38	(32,8)	58	(50,0)	79	(68,1)
22	(19,0)	46	(39,7)	70	(60,3)	93	(80,2)
26	(22,4)	53	(45,7)	79	(68,1)	106	(91,4)
29	(25,0)	60	(51,7)	88	(75,9)	118	(101,7)
33	(28,4)	66	(56,9)	97	(83,6)	129	(111,2)
36	(31,0)	72	(62,1)	106	(91,4)	139	(119,8)
39	(33,6)	78	(67,2)	114	(98,3)	150	(129,3)
43	(37,1)	84	(72,4)	123	(106,0)	161	(138,8)
49	(42,2)	96	(82,8)	139	(119,8)	181	(156,0)
55	(47,4)	107	(92,2)	153	(131,9)	200	(172,4)
61	(52,6)	118	(101,7)	169	(145,7)	220	(189,6)
67	(57,8)	130	(112,1)	185	(159,5)	239	(206,0)
74	(63,8)	141	(121,5)	201	(173,3)	259	(223,3)
99	(85,3)	187	(161,2)	263	(226,7)	337	(290,5)
Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м*ч)]							
23 (19,8)		41 (35,3)		56(48,3)		69 (59,5)	
Примечание: Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.							

Таблица 13

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных сетей при подземной канальной прокладке

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее						При числе работы в год более 5000 ч					
	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/ обратный), оС											
	65/50		95/50		110/50		65/50		90/50		110/50	
25	21	(18,1)	26	(22,4)	31	(26,7)	19	(16,4)	24	(20,7)	28	(24,1)
32	24	(20,7)	29	(25,0)	33	(28,4)	21	(18,1)	26	(22,4)	30	(25,9)
40	25	(21,6)	31	(26,7)	35	(30,2)	22	(19,0)	28	(24,1)	32	(27,6)
50	29	(25,0)	34	(29,3)	39	(33,6)	25	(21,6)	30	(25,9)	35	(30,2)
65	32	(27,6)	39	(33,6)	45	(38,8)	29	(25,0)	35	(30,2)	40	(34,5)
80	35	(30,2)	42	(36,2)	48	(41,4)	31	(26,7)	37	(31,9)	43	(37,1)
100	39	(33,6)	47	(40,5)	53	(45,7)	34	(29,3)	40	(34,5)	46	(39,7)
125	44	(37,9)	53	(45,7)	60	(51,7)	39	(33,6)	46	(39,7)	52	(44,8)
150	49	(42,2)	59	(50,9)	66	(56,9)	42	(36,2)	50	(43,1)	57	(49,1)
200	60	(51,7)	71	(61,2)	81	(69,8)	52	(44,8)	61	(52,6)	70	(60,3)
250	71	(61,2)	83	(71,5)	94	(81,0)	60	(51,7)	71	(61,2)	80	(69,0)
300	81	(69,8)	94	(81,0)	105	(90,5)	67	(57,8)	79	(68,1)	90	(77,6)
350	89	(76,7)	105	(90,5)	118	(101,7)	75	(64,7)	88	(75,9)	99	(85,3)
400	98	(84,5)	115	(99,1)	128	(110,3)	81	(69,8)	96	(82,8)	108	(93,1)

450	107	(92,2)	125	(107,8)	140	(120,7)	89	(76,7)	104	(89,6)	117	(100,9)
500	118	(101,7)	137	(118,1)	152	(131,0)	96	(82,8)	113	(97,4)	127	(109,5)
600	134	(115,5)	156	(134,5)	174	(150,0)	111	(95,7)	129	(111,2)	145	(125,0)
700	151	(130,2)	175	(150,9)	194	(167,2)	123	(106,0)	144	(124,1)	160	(137,9)
800	168	(144,8)	195	(168,1)	216	(186,2)	137	(118,1)	160	(137,9)	177	(152,6)
900	186	(160,3)	216	(186,2)	239	(206,0)	151	(130,2)	176	(151,7)	197	(169,8)
1000	203	(175,0)	234	(201,7)	261	(225,0)	166	(143,1)	192	(165,5)	212	(182,7)
1200	239	(206,0)	277	(238,8)	305	(262,9)	195	(168,1)	225	(194,0)	250	(215,5)
1400	273	(235,3)	316	(272,4)	349	(300,8)	221	(190,5)	256	(220,7)	283	(243,9)

Примечание: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65/50, 90/50, 110/50 оС

соответствуют температурным графикам 95-70, 150-70, 180-70 оС.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Таблица 14

Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных сетей при подземной бесканальной прокладке

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 ч и менее						При числе работы в год более 5000 ч					
	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/ обратный), оС											
	65/50		95/50		110/50		65/50		90/50		110/50	
25	30	(25,9)	35	(30,2)	40	(34,5)	27	(23,3)	32	(27,6)	36	(31,0)
32	32	(27,6)	38	(32,8)	43	(37,1)	29	(25,0)	35	(30,2)	39	(33,6)
40	35	(30,2)	41	(35,3)	47	(40,5)	31	(26,7)	37	(31,9)	42	(36,2)
50	40	(34,5)	47	(40,5)	53	(45,7)	35	(30,2)	41	(35,3)	47	(40,5)
65	46	(39,7)	55	(47,4)	60	(51,7)	41	(35,3)	49	(42,2)	54	(46,5)
80	51	(44,0)	60	(51,7)	66	(56,9)	45	(38,8)	52	(44,8)	59	(50,9)
100	57	(49,1)	67	(57,8)	74	(63,8)	49	(42,2)	58	(50,0)	66	(56,9)
125	65	(56,0)	76	(65,5)	84	(72,4)	56	(48,3)	66	(56,9)	73	(62,9)
150	74	(63,8)	86	(74,1)	94	(81,0)	63	(54,3)	73	(62,9)	82	(70,7)
200	93	(80,2)	107	(92,2)	117	(100,9)	77	(66,4)	93	(80,2)	100	(86,2)
250	110	(94,8)	125	(107,8)	138	(119,0)	92	(79,3)	106	(91,4)	117	(100,9)
300	126	(108,6)	144	(124,1)	157	(135,3)	105	(90,5)	121	(104,3)	133	(114,6)
350	140	(120,7)	162	(139,6)	177	(152,6)	118	(101,7)	135	(116,4)	148	(127,6)
400	156	(134,5)	177	(152,6)	194	(167,2)	130	(112,1)	148	(127,6)	163	(140,5)
450	172	(148,3)	196	(169,0)	214	(184,5)	142	(122,4)	162	(139,6)	177	(152,6)
500	189	(162,9)	214	(184,5)	232	(200,0)	156	(134,5)	176	(151,7)	194	(167,2)
600	219	(188,8)	249	(214,6)	269	(231,9)	179	(154,3)	205	(176,7)	223	(192,2)
700	247	(212,9)	290	(250,0)	302	(260,3)	201	(173,3)	229	(197,4)	249	(214,6)
800	278	(239,6)	312	(268,9)	341	(293,9)	226	(194,8)	257	(221,5)	279	(240,5)
900	310	(267,2)	349	(300,8)	380	(327,6)	250	(215,5)	284	(244,8)	308	(265,5)

1000	341	(293,9)	391	(337,0)	414	(356,9)	275	(237,1)	312	(268,9)	338	(291,4)
1200	401	(345,7)	454	(391,3)	491	(423,2)	326	(281,0)	368	(317,2)	398	(343,1)
1400	467	(402,6)	523	(450,8)	567	(488,8)	376	(324,1)	425	(366,4)	461	(397,4)

Примечание: 1. Расчетные среднегодовые температуры воды в водяных тепловых сетях 65/50, 90/50, 110/50 оС соответствуют температурным графикам 95-70, 150-70, 180-70 оС.

2. Промежуточные значения норм плотности теплового потока следует определять интерполяцией.

Приложение 3 к методическим
указаниям определения
тепловых потерь в сетях

Средняя месячная и годовая температура наружного воздуха

Таблица 1

Пункт		Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С												
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	и	12	13	14	15
Акмолинская область														
1.	Кокшетау	-11,6	-12,3	-1,9	5,7	14,8	19,8	24	18,7	12,9	6,5	0,1	-11,7	5,4
2.	Атбасар	-15,7	-15,1	-3,7	5,2	14,7	19,6	23,2	18,9	12,4	5,9	0,8	-11,3	4,6
3.	Астана	-14	-12,3	-1,4	5,8	15,8	21,2	24,9	20,6	13,3	7,5	2,2	-8,9	6,2
Актюбинская область														
4.	Актобе	-15,6	-10,8	1,5	10,2	17,1	21,8	24,5	22,1	14,7	7	3	-7,2	7,4
5.	Уил	-11,1	-8	5,4	12,8	20	24	26,6	25,2	17,2	8,9	4,3	-4,4	10,1
6.	Эмба	-12,8	-10,4	3,5	11	17,9	23,2	25,9	23,1	14,9	7,6	3,3	-6,4	8,4
7.	Караулкельды	-9,2	-8,4	5,2	12,6	19,2	23,6	26,1	24,2	16,3	8,3	3,6	-5,2	9,7
8.	Иргиз	-12,5	-11,1	4,1	11,3	19,1	24,3	27,8	23,9	15,3	8,6	3,3	-6,7	9,0
9.	Шалкар	-12,2	-9,8	4,8	12,3	19,5	24,7	27,9	24,3	15,6	8,4	3,8	-5,7	9,5
Алматинская область														
11.	Учарал	-13,2	-5,8	3,6	10	16,1	23,3	26,4	23	16,5	12	3,8	-5,6	9,2
12.	Талдыкорган	-11,2	-4	5,5	10,2	15,5	22,8	25,9	23	15,7	11,3	4,1	-6,2	9,4
13.	Баканас	-12,4	-3,4	6,1	11,8	18,1	25,2	27,7	24,9	17,7	13,1	5,1	-4,8	10,8
14.	Жаркент	-10,5	-0,8	9,1	13,5	18,4	25,3	27,6	24,1	17,7	13,4	6,2	-2,7	11,8
15.	Алматы	-6,6	0,1	8,5	11,9	17,2	24,6	27,2	24,5	17,5	13,4	6,8	-0,8	12,0

34.	Карса кпай	-12,9	-11,5	1,1	9,6	17	22,5	26,2	21,6	13,3	7	2,4	-5,6	7,6
35.	Карка ралы	-11,5	-9,9	-2,8	4,7	12,1	18,3	22,6	17,8	11	6	1,7	-9,5	5,0
Костанайская область														
36.	Коста най	-13,8	-13	-1,9	8	16,3	19,6	24	18,9	13	6,5	0,6	-11	5,6
37.	Торга й	-15,3	-13	1,9	10	18,6	23,7	27	22,8	14,5	7,9	2,9	-7,7	7,8
38.	Аман гельд ы	-17	-13,4	0,9	8,8	17,4	21,9	25,3	21,2	13,6	7,2	2,7	-7,9	6,7
Кызылординская область														
39.	Араль ское море	-8	-6,6	6,9	14,4	21,5	27,2	30,3	26,1	18,1	10,1	5,7	-4,5	11,8
40.	Казал инск	-7,1	-5,1	7,9	14,7	20,9	25,8	28,8	24,8	17,6	10,3	6,2	-3,2	11,8
41.	Кызы лорда	-5,8	-1,2	9,5	15,8	22,8	28,2	31	26,8	18,7	12,9	7,8	-1,9	13,7
Мангистауская область														
42.	Бейне у	-6	-2,7	9,6	16,5	22	27,2	29,9	28,1	19,2	12,2	7,7	-1,2	13,5
43.	Форт- шевче нко	-0,8	0,6	9,6	13,8	19	24,3	27,3	27,6	21	14,6	11,4	2,8	14,3
Павлодарская область														
44.	Ертис	-12,8	-15,7	-2,5	4,6	14,1	20,8	23,5	19,4	13,3	6	-0,6	-13,3	4,7
45.	Павло дар	-11,7	-15,2	-0,5	3,7	14	21,2	23,5	19,9	13,7	6,5	0	-11,7	5,3
Северо-Казахстанская область														
46.	Петро павло вск	-13,3	-13,4	-2,5	5,6	14,6	18,7	23,2	18	12,9	6,2	-1,2	-13,7	4,6
Туркестанская область														
47.	Турке стан	-4,6	2,5	13,1	17	23,2	29	31,4	27	20,5	14,8	9,1	0,6	15,3
48.	Шым кент	-5	3,8	13,3	15,4	20,5	27,5	30	25,9	19,5	15,1	10,8	2,5	14,9