



Об утверждении Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 10 июля 2013 года № 711. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 10 августа 2015 года № 628

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 10.08.2015 № 628 (вводится в действие со дня его первого официального опубликования).

ПРЕСС-РЕЛИЗ

П р и м е ч а н и е Р Ц П И .

В соответствии с Законом РК от 29.09.2014 г. № 239-V ЗРК по вопросам разграничения полномочий между уровнями государственного управления см. приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 11 февраля 2015 года № 73.

В соответствии с подпунктом 33) статьи 4 Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 года «Об электроэнергетике» Правительство Республики Казахстан

П О С Т А Н О В Л Я Е Т :

1. Утвердить прилагаемые Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей.

2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней после первого официального опубликования.

П р е м ь е р - М и н и с т р

Республики Казахстан

С. Ахметов

У т в е р ж д е н ы

постановлением

Правительства

Республики

Казахстан

от 10 июля 2013 года № 711

Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

1. Общие положения

1. Настоящие Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 33) статьи 4 Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 года «Об электроэнергетике» и определяют порядок организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей энергопроизводящих и энергопередающих организаций.

2. В настоящих Правилах применяются следующие основные понятия:

1) байпас – обводной теплопровод, применяющийся для транспортировки теплоносителя параллельно запорной и регулирующей арматуре;

2) оборудование – совокупность механизмов, машин, устройств, приборов, объединенных определенной технологической схемой;

3) исправное состояние – состояние оборудования, зданий и (или) сооружений, при котором они соответствуют всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

4) ремонт – комплекс мероприятий по восстановлению работоспособного состояния и (или) исправного состояния оборудования, зданий и сооружений и восстановлению ресурсов их составных частей;

5) работоспособное состояние – состояние оборудования, зданий и (или) сооружений, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

6) техническое обслуживание – комплекс мероприятий или мероприятие по поддержанию работоспособного состояния и (или) исправного состояния оборудования, зданий и сооружений при использовании по назначению, хранении и (или) транспортировке без вывода их в ремонт;

7) останов – вывод оборудования из работы.

3. Настоящие Правила не распространяются на организацию аварийного ремонта оборудования, зданий и сооружений энергопроизводящих и энергопередающих организаций.

4. Энергопроизводящие и энергопередающие организации на постоянной основе обеспечивают исправное состояние оборудования, зданий и сооружений, используемых, соответственно, для производства и/или распределения электрической и/или тепловой энергии, путем организации и проведения комплекса работ, который включает в себя:

1) техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений;

2) ремонт оборудования, зданий и сооружений;

- 3) контроль качества выполняемых работ;
- 4) анализ параметров технического состояния оборудования до и после ремонта по результатам испытаний.

2. Организация технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

5. Периодичность и объем технического обслуживания, а также состав работ по техническому обслуживанию оборудования, зданий и сооружений устанавливаются энергопроизводящими и энергопередающими организациями самостоятельно с учетом инструкций производителя по эксплуатации и фактических условий эксплуатации.

6. Типовой состав работ по техническому обслуживанию оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей изложен в приложении 1 к настоящим Правилам.

Типовой состав работ по техническому обслуживанию не является обязательным для энергопередающих и энергопроизводящих организаций и носит рекомендательный характер.

7. Учет работ по техническому обслуживанию осуществляется путем ведения журналов технического обслуживания по видам оборудования, зданиям и сооружениям. Такие журналы должны содержать сведения о выполненных работах по техническому обслуживанию и их результатах с приложением подтверждающих документов.

8. Учет выявленных дефектов осуществляется в отдельном журнале с указанием информации о дате выявления дефекта, дате и способе его рекомендуемого и фактического устранения.

3. Организация ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

1. Общие положения

9. Энергопроизводящие и энергопередающие организации осуществляют планирование ремонта своего оборудования, зданий и сооружений, которое включает в себя разработку:

- 1) перспективного плана ремонта оборудования, зданий и сооружений организации на пять лет;

- 2) годовых графиков ремонта оборудования, зданий и сооружений.

10. Перспективный план ремонта оборудования, зданий и сооружений

разрабатывается согласно приложениям 2 и 3 к настоящим Правилам и в случае необходимости ежегодно корректируется с учетом фактических обстоятельств.

11. Годовой график ремонта оборудования, зданий и сооружений разрабатывается на основе перспективного плана с учетом технического состояния объектов и устанавливает календарное время вывода в ремонт каждого отдельного объекта, продолжительность ремонта и планируемый объем работ с распределением по исполнителям.

2. Организация ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций

12. Перспективный план и годовой график ремонта энергопроизводящих организаций разрабатываются с учетом рабочей мощности соответствующей электростанции.

13. При разработке графика ремонта оборудования энергопроизводящих организаций необходимо учитывать следующее:

1) суммарная продолжительность простоя оборудования во всех видах ремонта устанавливается с учетом согласованной рабочей мощности соответствующей электростанции;

2) капитальный ремонт головных установок планируется в сроки, определяемые с учетом их технического состояния и требований завода-изготовителя;

3) гидроагрегаты, включенные в работу при напорах, размер которых ниже расчетных (минимальных) в пределах от пятнадцати до двадцати процентов, рекомендуется выводить в капитальный ремонт через два года после монтажа;

4) ремонт корпусов котлов дубль-блоков планируется с одновременным останом и пуском обоих корпусов или сдвигом останова и пуска одного из корпусов, определяемого технологией ремонта и условиями эксплуатации;

5) сроки ремонта котлоагрегатов на электростанциях с поперечными связями планируется совмещать со сроками ремонтов турбоагрегатов;

6) капитальный ремонт резервного вспомогательного оборудования планируется в периоды между капитальными ремонтами основного оборудования;

7) капитальный ремонт общестанционного оборудования, отключение которого не ограничивает рабочую мощность электростанций, планируется на периоды между ремонтами основного оборудования;

8) капитальный ремонт общестанционного оборудования, связанный со снижением рабочей мощности электростанции, планируется одновременно с ремонтом основного оборудования.

14. При необходимости вывода дымовых труб, газоходов и градирен в ремонт на длительный срок, связанного с ограничением мощности электростанции,

энергопроизводящими организациями обеспечиваются переключение основного оборудования на другие сооружения или установка на период ремонта временных сооружений, сокращающих или полностью устраняющих ограничение мощности.

15. Вывод в ремонт оборудования энергопроизводящей организации производится по программе, утвержденной энергопроизводящей организацией, которая должна предусматривать:

1) проведение эксплуатационных испытаний. Испытания должны быть проведены не ранее чем за месяц и не позднее чем за пять дней до вывода оборудования в ремонт. Результаты испытаний заносятся в ведомости основных параметров технического состояния установки согласно приложениям 4-11 к настоящим Правилам;

2) очистку установки снаружи (площадки обслуживания, наружная поверхность оборудования, трубопроводов, газо- и воздухопроводов, пылепроводов в пределах установки) от пыли, золы и мусора, удаление с рабочих мест постороннего оборудования, материалов, которая производится после останова оборудования;

3) сработку топлива в бункерах котла при его останове, обдувку поверхностей нагрева, стряхивание электродов электрофильтров и промывку золоуловителей. Зола и шлак из бункеров и леток удаляются на золоотвал.

4) принудительное расхолаживание турбин при останове и при необходимости промывку проточной части под нагрузкой.

16. По результатам ремонта оборудования энергопроизводящей организации заполняются ведомости параметров технического состояния оборудования согласно приложениям 4-11 к настоящим Правилам.

3. Организация ремонта оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей

17. При разработке графика ремонта оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей необходимо учитывать даты начала и окончания отопительного сезона.

18. В графике ремонта необходимо предусмотреть одновременный ремонт трубопроводов сети и тепловых пунктов, а также ревизию и ремонт головных задвижек и расходомерных устройств на выводах источников теплоты.

19. График ремонта тепловых сетей составляется с учетом проведения ремонтных работ на источниках теплоты.

20. В проектах производства работ на перекладку тепловых сетей на территориях с плодородным слоем почвы предусматриваются срезка этого слоя и использование его для озеленения и последующего восстановления плодородия почвы на данном объекте.

21. Проведение ремонта тепловых сетей не должно приводить к нарушению нормального теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

22. При невозможности обеспечить потребителей нормальным теплоснабжением на все время планового ремонта в проектной документации предусматривается строительство байпаса. При выполнении планового ремонта в отопительный период не допускается сооружать байпас меньшим диаметром, чем основной теплопровод.

23. Сооружение байпаса и переключение на него всех потребителей завершаются до вывода участка тепловой сети в плановый ремонт. После окончания планового ремонта тепловой сети байпас демонтируется с приведением территории его прохождения в первоначальный вид.

4. Организация ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических сетей

24. Для планирования и организации работ по ремонту и техническому обслуживанию объекты электросети напряжением от 0,38 до 20 киловольт следует группировать, исходя из условий эксплуатации, характеристики потребителей, конструктивных особенностей объектов, сроков эксплуатации, применяемой организации работ, состояния подъездов к месту работ. Указанные группы рассматриваются как единые объекты ремонта и технического обслуживания.

В качестве таких объектов допускается принимать:

1) воздушную линию электропередачи напряжением от 6 до 20 киловольт либо ее участки;

2) группу линий напряжением 0,38 киловольт одного населенного пункта;

3) несколько трансформаторных подстанций 6-20/0,38 киловольт одного населенного пункта;

4) распределительный пункт 6-20 киловольт.

25. Капитальный ремонт производится со следующей периодичностью:

1) воздушных линий электропередачи на железобетонных и металлических опорах - не реже одного раза в десять лет;

2) воздушных линий электропередачи на опорах с деревянными деталями - не реже одного раза в пять лет;

3) трансформаторных подстанций, распределительных пунктов и секционирующих пунктов - не реже одного раза в десять лет.

26. Для подготовки и проведения работ по ремонту оборудования и сооружений электрических сетей допускается использовать технологические карты, разрабатываемые энергопередающими организациями. В технологических картах предусматриваются технология выполнения работ, состав бригад и квалификация персонала, нормы времени, требования по технике безопасности,

перечень защитных средств, материалов, механизмов, инструментов, приспособлений, инвентаря, используемых для выполнения работ.

27. Допускается применение типовых технологических карт, разрабатываемых ассоциациями энергопередающих организаций.

28. Выполнение работ по ремонту воздушных линий электропередачи, связанных с приближением к токоведущим частям, производится с отключением и заземлением обслуживаемой воздушной линии электропередачи.

29. Для сохранения работоспособности воздушных линий электропередачи при производстве ремонта допускается применять методы работ под напряжением.

30. Плановый ремонт воздушных линий электропередачи, проходящих по землям сельскохозяйственного назначения, проводится по согласованию с землепользователями.

31. Бригады, выполняющие работы на объектах электросетей, оснащаются средствами связи с диспетчерскими пунктами и ремонтно-производственными базами.

П р и л о ж е н и е 1
к Правилам организации технического
обслуживания и ремонта оборудования,
зданий и сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Типовой состав работ по техническому обслуживанию оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

1. Техническое обслуживание действующего оборудования электростанций предусматривает выполнение комплекса мероприятий по осмотру, контролю, смазке, регулировке, не требующих вывода его в текущий ремонт, в том числе:

1) обход по графику и осмотр работающего оборудования для контроля состояния и своевременного выявления дефектов;

2) смазка трущихся деталей, замена смотровых стекол, загрузка дробы и шаров, осмотр и замена дефектных бил молотковых мельниц, чистка масляных, мазутных, воздушных и водяных фильтров и отстойников, чистка решеток водоочистных сооружений, трубных досок конденсаторов и маслоохладителей, осмотр и проверка механизмов управления, подшипников, приводов арматуры, подтяжка сальников, регулировка обдувочных, дробеструйных, газо- и пневмоимпульсных, ультразвуковых и электроимпульсных аппаратов и другое;

3) обдувка поверхностей нагрева, устранение зашлакований, присосов,

пылений, парений, утечек воды, масла, газа и мазута, обслуживание водомерных колонок, контроль и регулировка средств измерений и автоматического регулирования и другое;

4) наблюдение за опорами, креплениями, указателями положения трубопроводов и другие работы по поддержанию исправного состояния оборудования, находящегося в эксплуатации;

5) осмотр и проверка оборудования при нахождении его в резерве с целью выявления и устранения отклонений от нормального состояния.

2. Техническое обслуживание действующего оборудования тепловых сетей предусматривает выполнение комплекса мероприятий по осмотру, контролю, смазке и регулировке, не требующих вывода его в ремонт, в том числе:

1) поддержание в исправном состоянии всего оборудования, строительных и других конструкций тепловых сетей с проведением их своевременного осмотра;

2) обслуживание оборудования тепловых сетей, наблюдение за работой теплопроводов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств автоматики, электротехнического оборудования, устройств защиты от электрохимической коррозии и других элементов оборудования, своевременное устранение всех замеченных дефектов;

3) устранение излишних потерь тепла путем удаления скапливающейся в каналах и камерах воды, ликвидации проникновения грунтовых и верховых вод в камеры и каналы, своевременное выявление и восстановление разрушенной тепловой изоляции;

4) удаление воздуха из теплопроводов через воздушники, ликвидация присосов воздуха в сети, поддержание необходимого избыточного давления во всех точках сети и системах потребителей;

5) поддержание чистоты в камерах и проходных каналах, недопущение возможности проникновения в них посторонних лиц;

6) принятие мер к предупреждению, локализации и ликвидации неполадок и аварий в сетях;

7) проведение по графику испытаний сетей на гидравлическую плотность, расчетную температуру, тепловые и гидравлические потери, на наличие потенциалов блуждающих токов и тому подобное;

8) осуществление контроля за техническим состоянием тепломеханического оборудования тепловых пунктов и его регулировкой;

9) проведение контроля состояния строительного-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов в подземных прокладках тепловых сетей с применением современных методов диагностирования.

3. При техническом обслуживании воздушных линий электропередачи напряжением 35 киловольт и выше выполняются осмотры, профилактические

проверки, измерения, отдельные виды работ по устранению мелких повреждений и неисправностей, в том числе:

1) периодический осмотр воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ) в дневное время без подъема на опоры (рекомендуется проводить не реже одного раза в год);

2) периодический верховой осмотр ВЛ в дневное время с выборочной проверкой состояния проводов, тросов в зажимах и дистанционных распорок (рекомендуется проводить не реже одного раза в десять лет, а для ВЛ со сроком службы более двадцати лет - не реже одного раза в пять лет);

3) периодический выборочный осмотр ВЛ в дневное время (рекомендуется проводить не реже одного раза в год);

4) внеочередной обход после стихийных явлений, автоматического отключения ВЛ от действия релейной защиты, успешного повторного включения ВЛ;

5) периодический выборочный осмотр ВЛ в ночное время;

6) проверка расстояния от проводов до поверхности земли и различных объектов до пересекаемых сооружений, проверка положения опор, проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений, выборочная проверка состояния фундаментов опор и болтов опор на оттяжках со вскрытием грунта, проверка антикоррозионного покрытия металлических опор, траверс, подножников, проверка тяжения в оттяжках опор, проверка изоляторов всех типов (визуально);

7) проверка загнивания деталей деревянных опор (рекомендуется проводить первый раз через 3-6 лет после ввода в эксплуатацию, далее в период, предшествующий ремонту, с заменой древесины);

8) проверка состояния контактных болтовых соединений проводов электрическими измерениями (рекомендуется проводить не реже одного раза в пять лет);

9) проверка электрической прочности фарфоровых изоляторов (рекомендуется проводить первый раз в первом или втором году после ввода ВЛ в эксплуатацию, второй раз в период от шести до десяти лет после ввода ВЛ в эксплуатацию, далее - в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов);

10) проверка заземляющих устройств опор на опорах всех типов (при осмотрах ВЛ), измерение сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ напряжением 110 киловольт и выше с молниезащитными тросами (после обнаружения следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой), выборочное измерение сопротивления заземляющих устройств опор в населенной местности, на участках ВЛ с агрессивными, оползневыми, плохо проводящими грунтами (рекомендуется проводить не реже одного раза в

д в е н а д ц а т ь л е т) ;

11) проверка трубчатых разрядников и защитных промежутков (рекомендуется трубчатые разрядники один раз в три года снимать с опор для проверки) ;

12) вырубка отдельных угрожающих ВЛ деревьев, обрезка сучьев, восстановление знаков и плакатов, замена отдельных элементов ВЛ, выправка отдельных опор, наблюдение за образованием гололеда, охрана ВЛ.

4. При техническом обслуживании воздушных линий электропередачи, трансформаторных подстанций и распределительных пунктов распределительных сетей напряжением от 0,38 до 20 киловольт выполняются осмотры, проверки, измерения и отдельные виды работ по устранению мелких повреждений и неисправностей, в том числе:

1) осмотр по всей длине ВЛ и трансформаторов электромонтерами (рекомендуется проводить ежегодно), осмотр отдельных участков ВЛ инженерно-техническим персоналом, верховой осмотр, внеочередные осмотры ВЛ (после стихийных явлений, связанные с непредвиденным отключением ВЛ, после успешного повторного включения);

2) проверка степени загнивания деталей деревянных опор в соответствии с нормами, а также перед подъемом на опору или сменой деталей;

3) измерение сопротивления заземления опор на опорах с разрядниками, защитными промежутками и электрооборудованием, заземлителями грозозащиты и повторными заземлителями нулевого провода (рекомендуется - не реже одного раза в шесть лет), выборочно на два процента железобетонных опор от общего числа опор в населенной местности на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами (рекомендуется - не реже одного раза в двенадцать лет);

4) выборочная (два процента опор с заземлителями) проверка заземляющего устройства с вскрытием грунта (рекомендуется - не реже одного раза в двенадцать лет) ;

5) проверка расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов в местах сближения и пересечения;

6) проверка сопротивления петли "фаза-ноль" при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение этого сопротивления ;

7) проверка трубчатых разрядников со снятием с опоры (рекомендуется проводить один раз в шесть лет);

8) вырубка отдельных деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ, обрезка кроны на отдельных деревьях, удаление забросов на провода, замена отдельных поврежденных элементов ВЛ, замена трубчатых разрядников,

восстановление постоянных знаков, плакатов, выполнение мероприятий, связанных с охраной ВЛ;

9) измерение нагрузок и напряжения на трансформаторах и отходящих линиях (рекомендуется проводить один раз в год в период максимальных нагрузок);

10) измерение сопротивления изоляции трансформаторов и испытание повышенным напряжением изоляции распределительного устройства напряжением от 6 до 20 киловольт, испытание трансформаторного масла трансформаторов 630 кВ.А и выше, измерение сопротивления заземляющего устройства;

11) замена дефектных элементов, доливка масла в маслонеполненные аппараты, обновление надписей, диспетчерских наименований и знаков безопасности.

5. При техническом обслуживании оборудования подстанции напряжением 36 киловольт и выше (далее – ПС) выполняются следующие группы работ:

1) осмотр главных трансформаторов (рекомендуется проводить один раз в сутки), ночной осмотр (рекомендуется проводить не реже одного раза в месяц), внеочередной осмотр после непредвиденного отключения оборудования;

2) испытания, контроль параметров и изоляционных характеристик оборудования, опробование работы коммутационных аппаратов и приводов в межремонтный период;

3) профилактические работы, включая отбор проб масла, доливка масла, замена силикагеля, чистка и обмыв водой загрязненной изоляции оборудования, ошиновка распределительных устройств, смазка трущихся и вращающихся узлов и элементов.

6. Техническое обслуживание зданий и сооружений предусматривает выполнение комплекса мероприятий по инженерному надзору и контролю за исправным состоянием зданий и сооружений, их инженерных систем и промплощадки, своевременному устранению отдельных дефектов и выполнению мелких разовых ремонтных работ, в том числе:

1) контроль за соблюдением требований, направленных на сохранение строительных конструкций;

2) обеспечение осмотров и обследований производственных зданий и сооружений по утвержденным графикам;

3) наблюдение за осадками зданий и сооружений;

4) контроль за соблюдением режима эксплуатации, предусмотренного проектом (вибрационные нагрузки, вентиляция, температурно-влажностный режим и т.д.), контроль за предотвращением перегрузок на кровли, перекрытия;

5) наблюдение за развитием деформаций, выявление дефектов строительных

к о н с т р у к ц и й ;

6) наблюдение за режимом грунтовых вод, предотвращение обводнения оснований и фундаментов ;

7) поддержание в исправном состоянии устройств для отвода атмосферных вод ;

8) очистка и промывка конструкций от загрязнения, санитарное содержание зданий и сооружений ;

9) контроль за состоянием антикоррозионного покрытия металлических и железобетонных конструкций ;

10) выполнение работ по устранению отдельных деформаций, мелкие разовые работы по устранению дефектов ;

11) выполнение мероприятий по подготовке к зиме, паводку, противообледенению, противопожарных, по охране окружающей среды.

П р и л о ж е н и е 2

к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

У т в е р ж да ю

Руководитель организации

_____ (дата, подпись, Ф.И.О.)

Перспективный план ремонта оборудования, зданий и сооружений с 20__года по 20__год

(наименование организации)

Год	Наименование объекта	Вид ремонта (капитальный, текущий, перечень основных спец. работ, модернизация)	Планируемое время ремонта		Нормативная продолжительность		Срок службы оборудования	
			Месяц вывода в ремонт	Продолжительность, кал. сутки	В планируемом виде ремонта	В текущем ремонте в течение года, кал. сутки	От последнего кап. ремонта до начала планируем. год (час)	С начала эксплуатации год (час)
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Руководитель организации _____

" _____ " _____ 20__ год

Примечание: к перспективному плану прилагается пояснительная записка, в которой обосновываются необходимость выполнения

специальных работ, модернизации, указанных в графе 3, наличие технической и сметной документации, потребность в материальных и трудовых ресурсах.

П р и л о ж е н и е 3

к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

У т в е р ж д а ю
Руководитель организации

_____ (дата, подпись, Ф.И.О.)

**Перспективный план ремонта тепловых сетей
с 20__года по 20__год**

_____ (наименование организации)

Год ремонта	Эксплуатационный район	Адрес ремонтируемого участка тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр трубопровода, мм	Протяженность участка, м	Планируемое время ремонта		Просто рем
						начало	окончание	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Руководитель организации _____
" ____ " _____ 20__ год

П р и л о ж е н и е 4

к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

Электростанция _____

В Е Д О М О С Т Ь

основных параметров технического состояния паротурбинной установки станции № _____ с турбиной типа (производитель) _____, заводской № _____, год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию _____

Паротурбинная установка находилась в _____ ремонте
(вид ремонта)

с « ____ » _____ года до « ____ » _____ года

		Заводские, проектные или	Данные эксплуатационных испытаний или измерений	Примечание

	Параметр технического состояния	нормативные данные	до капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	
	1	2	3	4	5
1.	Общие параметры				
1)	максимальная приведенная мощность турбины, МВт				
2)	расход пара при номинальной мощности, т/ч				
3)	давление пара в контрольной ступени. МПа (кгс/см ²)				
2.	Вибрация подшипников (суммарная), мм/с (МКМ)				
1)	подшипник № 1	Вертикальная Поперечная Осевая			
2)	подшипник № 2	Вертикальная Поперечная Осевая			
3)	подшипник № 3	Вертикальная Поперечная Осевая			
4)	подшипник № 4	Вертикальная Поперечная Осевая			
5)	подшипник № 5	Вертикальная Поперечная Осевая			
6)	подшипник № 6	Вертикальная Поперечная Осевая			
7)	подшипник № 7	Вертикальная Поперечная Осевая			
8)	подшипник № 8	Вертикальная Поперечная Осевая			
9)	подшипник № 9	Вертикальная Поперечная Осевая			
10)	подшипник № 10	Вертикальная Поперечная Осевая			
11)	подшипник № 11	Вертикальная Поперечная Осевая			
12)	подшипник № 12	Вертикальная Поперечная Осевая			

13)	подшипник № 13	Вертикальная Поперечная Осевая				
14)	подшипник № 14	Вертикальная Поперечная Осевая				
3.	Давление пара в коллекторе обогрева шпилек ЦВД/ЦСД (или в обнизке фланцевого разъема ЦВД/ЦСД), МПа (кгс/см ²)					
4.	Давление пара за регулирующими клапанами, МПа (кгс/см ²)					
5.	Параметры системы регулирования					
1)	общая степень неравномерности частоты вращения, %					
2)	степень нечувствительности регулирования частоты вращения, %					
3)	степень неравномерности регулирования давления пара в отборе, %					
4)	степень нечувствительности регулирования давления пара в отборе, % или МПа (кгс/см ²)					
	I отбор					
	II отбор					
5)	пределы изменения частоты вращения ротора механизмом управления, верхний предел, С ⁻¹ (для регуляторов с разделением характеристик не определять); нижний предел, С ⁻¹ (нижний предел обязателен)					
6.	Показатели плотности клапанов в режиме холостого хода					
1)	частота вращения ротора при закрытых регулирующих клапанах, С ⁻¹					
7.	Температура баббита вкладышей опорных подшипников, °С					
1)	№ 1					
2)	№ 2					
3)	№ 3					
4)	№ 4					
5)	№ 5					
6)	№ 6					

7)	№ 7				
8)	№ 8				
9)	№ 9				
10)	№ 10				
11)	№ 11				
12)	№ 12				
13)	№ 13				
14)	№ 14				
8.	Максимальная температура колодок упорного подшипника, °С				
9.	Давление масла в системе смазки, МПа (кгс/см ²)				
10.	Параметры маслосистемы:				
1)	температурный напор в маслоохладителях, °С				
2)	температура масла после маслоохладителей, °С				
11.	Параметры вакуумной системы:				
1)	температурный напор в конденсаторе, °С				
2)	гидравлическое сопротивление конденсатора, мм вод. ст.				
3)	жесткость конденсата турбины, Мкг-экв/л				
4)	содержание кислорода в конденсаторе после конденсатных насосов, Мкг/л				
5)	скорость падения вакуума, мм рт. ст./мин				
6)	разрежение, создаваемое эжектором, мм рт. ст.				
12.	Параметры плотности обратных и предохранительных клапанов:				
1)	приrost мощности турбоагрегата при закрытых обратных клапанах (для турбин с поперечными связями), кВт				
2)	приrost частоты вращения холостого хода при закрытых обратных клапанах (для турбин энергоблоков), С ⁻¹				
3)	давление в камере отбора при срабатывании предохранительных клапанов, МПа (кгс/см ²)				

(должность, Ф.И.О, подпись, печать, дата)

П р и л о ж е н и е 5

к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния гидротурбинной установки станции № _____ с турбиной типа _____ завод _____ заводской № _____, год выпуска _____.

Номинальная мощность турбины _____ МВт, расчетный напор по мощности _____ м, год выпуска гидротурбинной установки в эксплуатацию _____

Гидротурбинная установка находилась в _____ ремонте (вид ремонта)

с « _____ » _____ года до « _____ » _____ года

1	2	3		5
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1.	Номинальной мощности (в числителе) и холостому ходу (в знаменателе) соответствуют:			
1)	открытие направляющего аппарата по шкале сервомотора, мм			
2)	угол разворота лопастей рабочего колеса по шкале на маслоприемнике, град.			
3)	давление в спиральной камере, МПа (кгс/см ²)			
2.	Номинальной мощности (в числителе) и холостому ходу (в знаменателе) соответствуют:			
1)	вибрация, мм/с			
	верхней крестовины генератора:			
	горизонтальная			
	вертикальная			
	нижней крестовины генератора:			
	горизонтальная			
	вертикальная			
	крышки турбины:			
	горизонтальная			
	вертикальная			

2)	биение вала, мм:				
	у верхнего подшипника генератора				
	у нижнего подшипника генератора				
	у подшипника турбины				
3.	Максимальное рабочее давление в котле маслонапорной установки (МНУ), МПа (кгс/см ²)				
4.	Давление включения рабочего маслососа (на котел МНУ), МПа (кгс/см ²)				
5.	Давление включения резервного маслососа (на котел МНУ), МПа (кгс/см ²)				
6.	Отношение времени работы насосов на котел МНУ под давлением (числитель) к времени стоянки насосов (знаменатель) при работе гидротурбины под нагрузкой				
1)	для насоса № 1				
2)	для насоса № 2				
7.	Время открытия направляющего аппарата турбины от 0 до 100 %, с				
8.	Время закрытия направляющего аппарата турбины от 100 % до 0, с				
9.	Время полного разворота лопастей рабочего колеса, с				
10.	Минимальное давление масла в системе регулирования, обеспечивающее закрытие направляющего аппарата гидротурбины без воды, МПа (кгс/см)				
11.	Время открытия турбинного затвора, с				
12.	Время закрытия турбинного затвора, с				
13.	Частота вращения ротора гидротурбины, об/мин при котором:				
1)	выключается торможение				
2)	срабатывает защита от разгона				
14.	Время снижения частоты вращения ротора от номинальной частоты вращения, при которой включается торможение, с				
15.	Время торможения, с				
16.	Установившаяся температура при работе турбины с номинальной мощностью, °С				
1)	масла:				
	в ванне подпятника				
	в ванне верхнего подшипника генератора				
	в ванне нижнего подшипника генератора				

	в ванне подшипника турбины				
	в сливном баке МНУ				
	на каждом сегменте подпятника:				
	№ 1				
	№ 2				
	№ 3				
	№ 4				
	№ 5				
	№ 6				
	вкладыша (сегментов) верхнего подшипника генератора				
	вкладыша (сегментов) нижнего подшипника генератора				
	вкладыша (сегментов) подшипника турбины				
2)	охлаждающей воды до (в числителе) и после (в знаменателе):				
	маслоохладителей верхнего подшипника генератора				
	маслоохладителей нижнего подшипника генератора				
	маслоохладителей подшипника турбины				
	маслоохладителей гидравлической системы регулирования				
	воздухоохладителей генератора				
	обмотки статора				
	воздуха до (в числителе) и после (в знаменателе) воздухоохладителей генератора				
17.	Измерения производились при следующих условиях:				
1)	отметке верхнего бьефа, м				
2)	отметке нижнего бьефа, м				
3)	температуре воды, проходящей через турбину, °С				
4)	температуре воздуха в шахте турбины, °С				
5)	температуре воздуха в помещении установки сливного бака МНУ, °С				

Примечание: горизонтальную вибрацию и биение вала следует измерять в двух направлениях.

(должность, Ф.И.О, подпись, печать, дата)

П р и л о ж е н и е 6

к Правилам организации технического

обслуживания и ремонта оборудования,
зданий и сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей
Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния турбогенератора
станции № _____ тип _____, завод (производитель) _____
заводской № _____, год выпуска _____, год пуска в
эксплуатацию _____.

Номинальная мощность турбины _____ МВт, расчетный напор по мощности
_____м, год выпуска гидротурбинной установки в
эксплуатацию _____

Турбогенератор находился в _____ ремонте
(вид ремонта)

с « _____ » _____ года до « _____ » _____ года

1	2	3		5
		до капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	
Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	данные эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
1.	Мощность турбогенератора, МВт			
2.	Сопrotивление изоляции, МОм:			
1)	обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз):			
	в горячем состоянии			
	в холодном состоянии			
2)	обмотки ротора			
3)	цепи возбуждения генератора и возбудителя со всей присоединенной аппаратурой			
4)	обмотки возбудителя и подвозбудителя (относительно корпуса и бандажей)			
3.	Нагрев активных частей (турбогенератора и охлаждающей среды.), °C			
1)	температура выходящей охлаждающей жидкости из:			
	обмотки статора			
	обмотки ротора			
	сердечника статора			
2)	Температура выходящего охлаждающего газа из:			
	обмотки статора			
	обмотки ротора			
	сердечника статора			
3)	Нагрев:			

	обмотки статора				
	обмотки ротора				
	сердечника статора				
4.	Вибрация, мм/с (мкм)				
1)	контактных колец:				
	вертикальная				
	поперечная				
2)	корпуса статора:				
	вертикальная				
	поперечная				
3)	сердечника статора:				
	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
4)	фундамента:				
	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
5)	лобовых частей обмотки статора:				
	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
5.	Утечка водорода в собранном генераторе при рабочем давлении, МПа (кгс/см ²)				
6.	Содержание водорода в картере опорного подшипника, %				
1)	со стороны турбины				
2)	со стороны возбудителя (или со стороны свободного конца вала)				
7.	Влажность водорода в корпусе:				
1)	%				
2)	г/м ³				

П р и м е ч а н и е :

1) в пункте 2 ведомости в числителе указывается сопротивление изоляции через 60 секунд после приложения напряжения, в знаменателе - через 15 секунд ;

2) при определении вертикальной и поперечной вибрации корпуса статора (пункт 4) указать отдельно вибрации полюсной и "обратной" частот ;

3) вибрация лобовых частей обмотки статора измеряется только при специальных испытаниях.

(должность, Ф.И.О, подпись, печать, дата)

П р и л о ж е н и е 7

к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния гидрогенератора станции № _____, тип _____, завод (производитель) _____, заводской № _____, год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию _____

Гидрогенератор находился в _____ ремонте (вид ремонта)

с « _____ » _____ года до « _____ » _____ года

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
		до капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1. Мощность гидрогенератора, МВт				
2. Сопротивление изоляции, МОм				
1) обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземленных фаз):				
в горячем состоянии				
в холодном состоянии				
обмотки ротора				
2) цепи возбуждения (со всей присоединенной аппаратурой):				
генератора				
возбудителя				
3) обмотки ротора (относительно корпуса и бандажей):				
возбудителя				
подвозбудителя				
3. Нагрев активных частей гидрогенератора и охлаждающей среды, °С				
1) обмоток статора				
2) обмоток ротора				
3) сердечника статора				
4) Температура воздуха, входящего из отбора, °С				
температура охлаждающей среды. °С				
обмотки статора				
обмотки ротора				

	сердечника статора				
4.	Вибрация, мм/с (мкм)				
1)	статора генератора (полюсная частота):				
	радиальная				
	тангенциальная				
	вертикальная				
2)	статора генератора (оборотная частота):				
	радиальная				
	тангенциальная				
	вертикальная				
3)	сердечника статора (полюсная частота):				
	радиальная				
	тангенциальная				
	вертикальная				
4)	сердечника статора (оборотная частота):				
	радиальная				
	тангенциальная				
	вертикальная				
5)	опорной крестовины (у подпятника):				
	радиальная				
	тангенциальная				
	вертикальная				
6)	корпуса турбинного подшипника:				
	радиальная				
	тангенциальная				
	вертикальная				
5.	Биение вала, мм				
1)	у верхнего генераторного подшипника				
2)	у корпуса турбинного подшипника				
3)	коллектора возбуждителя:				
	в холодном состоянии				
	в горячем состоянии				
4)	контактных колец:				
	верхнего				
	нижнего				

П р и м е ч а н и е :

1) в пункте 2 ведомости в числителе указывается сопротивление изоляции через 60 секунд после приложения напряжения, в знаменателе - через 15 секунд;

2) замеры вибрации (пункт 4) проводятся при холостом ходе гидрогенератора без возбуждения, холостом ходе с возбуждением и номинальном режиме в горячем состоянии.

(должность, Ф.И.О, подпись, печать, дата)

П р и л о ж е н и е 8

к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей
Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния синхронного компенсатора станции № _____, тип _____, завод (производитель) _____, заводской № _____, год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию _____

Синхронный компенсатор находился в _____ ремонте
(вид ремонта)

с « _____ » _____ года до « _____ » _____ года

	Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
			до капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	
	1	2	3	4	5
1.	Мощность синхронного компенсатора, МВА				
2.	Сопrotивление изоляции, МОм;				
1)	обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземленных фаз):				
	в горячем состоянии				
	в холодном состоянии				
	цепи возбуждения синхронного компенсатора и возбудителя со всей присоединенной аппаратурой				
3.	Нагрев активных частей синхронного компенсатора, °С:				
1)	обмоток статора				
2)	обмоток ротора				
3)	сердечника статора				
4.	Вибрация, мм/с (мкм):				
1)	подшипника № 1:	вертикальная			
		поперечная			
		осевая			

2)	подшипника № 2:	вертикальная				
		поперечная				
		осевая				
3)	подшипника № 3:	вертикальная				
		поперечная				
		осевая				
4)	подшипника № 4	вертикальная				
		поперечная				
		осевая				
5.	Утечка водорода в собранном синхронном компенсаторе при рабочем давлении, МПа (кгс/см ²)					

Примечание: в пункте 2 ведомости в числителе указывается сопротивление изоляции через 60 секунд после приложения напряжения, в знаменателе - через 15 секунд.

(должность, Ф.И.О, подпись, печать, дата)

П р и л о ж е н и е 9

к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей
Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния трансформатора станции (ПС) № _____, заводской № _____, тип _____, завод (производитель) _____, год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию _____

Трансформатор находился в _____ ремонте
(вид ремонта)

с « _____ » _____ года до « _____ » _____ года

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
		до капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1. Мощность, МВА				
2. Напряжение, кВ				
3. Группа соединения обмоток				
4. Потери холостого хода, кВт				
5. Ток холостого хода, %				

6.	Сопротивление изоляции обмоток (R_{60} , МОм) при температуре обмотки трансформатора, °С				Вносятся значения, измеренные мегомметром на напряжение 2500 В
7.	Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток ($\operatorname{tg} \delta$, %) при температуре обмотки трансформатора, °С				
1)	_____				
8.	Отношение C_2/C_{50} при температуре обмотки трансформатора, °С				
1)	_____				
9.	Сопротивление обмоток постоянному току (R , Ом) на всех ответвлениях при температуре обмотки трансформатора °С _____ Ом				Вносятся значения сопротивления при номинальном положении переключателей. Значения на остальных положениях переключателей указываются в протоколе испытаний
10.	Коэффициент трансформации				
1)	ВН-СН				
2)	ВН-НН				
3)	СН-НН				
4)	всех фаз				
11.	Сопротивление межливтовой изоляции магнитопровода постоянному току, Ом				
12.	Сопротивление изоляции, Ом				
1)	ярмовых балок _____				Измерение сопротивления изоляции может быть заменено испытанием приложенным напряжением 1000 В переменного тока 50 Гц
2)	прессующих колец _____				
3)	стяжных шпилек (бандажей) ярма _____				
4)	магнитопровода _____				
					Согласно данным руководства по

13	Влагосодержание твердой изоляции обморок, % (при наличии образцов)				капитальному ремонту трансформаторов напряжением 110-750 кВ мощностью 80 МВА и более
14	Измерение отношения $\Delta C/C$				
15	Сокращенный физико-химический анализ масла из бака трансформатора и устройства РПН (при наличии)				В числителе указываются данные анализа масла из бака трансформатора, в знаменателе из устройства РПН с указанием даты отбора пробы и температуры масла при отборе
1)	влагосодержание, %				
2)	наличие механических примесей (г/т)				
3)	наличие водорастворимых кислот и щелочей				
4)	кислотное число, мгКОН/г масла, не более				
5)	температура вспышки паров, °С				
6)	электрическая прочность, кВ				
7)	$\text{tg } \delta$ при температуре 20 °С, %				
8)	$\text{tg } \delta$ при температуре 70 °С, %				
9)	$\text{tg } \delta$ при температуре 90 °С, %				
10)	газосодержание, % объема				
11)	хроматографический анализ газов в масле				

Заливка маслом проводилась

(метод заливки, вакуум,)

(продолжительность заливки)

Продолжительность отстоя масла до испытания _____

Продолжительность соприкосновения активной части с окружающим воздухом, часов _____, температура активной части, измеренная на верхнем ярме магнитопровода, в начальный период соприкосновения с воздухом, °С _____, в конце °С _____.

Ремонт производился в условиях _____

(завода, энергопредприятия)

Метод нагрева _____, продолжительность, _____ часов

П р и м е ч а н и е :

- 1) образцы твердой изоляции (пункт 13 ведомости) отобрать в начале вскрытия и перед заливкой активной части маслом;
- 2) характеристики изоляции по пункту 15 ведомости определяют

при температуре не ниже 10 °С у трансформаторов мощностью до 80 МВА, напряжением до 150 кВ, для остальных трансформаторов - при температуре не менее нижнего значения, указанного в заводском протоколе испытаний.

Результаты испытаний, измерений маслонаполненных вводов (испытания и измерения проводятся в соответствии с действующими нормативными актами)

	Наименование	Показатели						Нейтраль	Примечание
		ВН			СН				
		А	В	С	А	В	С		
1.	Номер ввода								
2.	Испытательное напряжение, кВ								
3.	Продолжительность испытания, ч								
4.	При температуре, °С								
5.	При температуре, °С								
6.	Емкость, пф.							Данные приводятся в числителе – после ремонта, в знаменателе – до ремонта	
7.	Масло в вводах								
8.	Наличие механических примесей								
9.	Влагосодержание, %								
10.	Наличие водорастворимых кислот и щелочей								
11.	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже								
12.	Кислотное число, мгКОН/г масла, не более								
13.	Электрическая прочность изоляции, кВ								
14.	tg δ при температуре 20 °С								
15.	tg δ при температуре 70 °С								
16.	tg δ при температуре 90 °С								

(должность, Ф.И.О, подпись, печать, дата)

П р и л о ж е н и е 1 0

к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей
 Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния золоулавливающей установки № _____, тип _____, завод (производитель) _____,

заводской № _____, год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию _____

Золоулавливающая установка установлена за котлом _____ типа _____, станции № _____ и находилась в _____ ремонте (вид ремонта)

с « _____ » _____ года до « _____ » _____ года

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
		д о капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1. Температура газов, поступающих на очистку, °С				
2. Температура газов за золоулавливающей установкой, °С				
3. Содержание горючих в уносе, %				
4. Расход твердого топлива, т/ч				
5. Избыток воздуха перед золоулавливающей установкой				
6. Избыток воздуха после золоулавливающей установки				
7. Присосы воздуха в золоулавливающей установке, %				
8. Объем дымовых газов, поступающих на очистку при нормальных условиях, м ³ /ч				
9. Сопротивление золоулавливающей установки, МПа (кгс/см ²)				
10. Расход воды на орошение золоулавливающей установки, т/ч				
11. Удельный расход воды на орошение труб Вентури, т/ч				
12. Количество золы, уходящей с дымовыми газами в атмосферу, т/ч				
13. Удельный расход электроэнергии на очистку 1000 м ³ газа, кВт/ч				
14. Скорость дымовых газов в электрофильтре: горловине трубы Вентури, м/с				
15. Степень очистки дымовых газов, %				
16. Задымленность дымовых газов при нормальных условиях:				
1) перед золоулавливающей установкой, г/м ³				

2)	после золоулавливающей установки, г/м ³				
17	Вольтамперные характеристики электрофильтров:				
1)	на воздухе,	кВ			
		мА			
2)	на дымовых газах,	кВ			
		мА			
18	Содержание влаги в уходящих газах за эмульгатором, %				

Примечание: при наличии нескольких параллельно работающих золоулавливающих аппаратов показатели указывать для каждого аппарата и средний показатель на установку в целом.

(должность, Ф.И.О, подпись, печать, дата)

П р и л о ж е н и е 1 1

к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния котельной установки, станции № _____, с паровым котлом типа _____, завод _____, заводской № _____, год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию _____

Котельная установка находилась в _____
(вид ремонта)

с « _____ » _____ года до « _____ » _____ года

	Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
			до капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	
	1	2	3	4	5
1.	Паропроизводительность, т/ч				
2.	Давление перегретого пара, МПа (кгс/см ²)				
3.	Температура перегретого пара. °С				
4.	Давление пара на выходе из промежуточного перегревателя, МПа (кгс/см ²)				

5.	Температура пара на выходе из промежуточного перегревателя, °С				
6.	Температура питательной воды до экономайзера, °С				
7.	Температура питательной воды за экономайзером, °С				
8.	Температура воздуха до воздухоподогревателя, °С				
9.	Температура воздуха за воздухоподогревателем, °С				
10.	Температура уходящих газов за воздухоподогревателем, °С				
11.	Газовое сопротивление воздухоподогревателя, мм вод. ст.				
12.	Общее сопротивление газового тракта, мм вод. ст.				
13.	Общее сопротивление воздушного тракта, мм вод. ст.				
14.	Коэффициент избытка воздуха:				
1)	за котлом				
2)	за воздухоподогревателем				
3)	за дымососом				
15.	Присосы воздуха в топку, %				
16.	Потери тепла с уходящими газами, %				
17.	Коэффициент полезного действия котельной установки, брутто, %				
18.	Расход электроэнергии на собственные нужды, кВт. ч/т пара				
19.	Расход электроэнергии на тягу и дутье, кВт. ч/т пара				
20.	Расход электроэнергии на помол топлива, кВт. ч/т топлива				

(должность, Ф.И.О, подпись, печать, дата)