



## **О внесении изменений и дополнений в некоторые приказы Министра энергетики Республики Казахстан**

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 14 октября 2024 года № 367. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 16 октября 2024 года № 35270

### **ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 "Об утверждении Электросетевых правил" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899) следующие изменения и дополнения:

преамбулу изложить в новой редакции:

"В соответствии с подпунктом 283) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, **ПРИКАЗЫВАЮ:**"

в Электросетевых правилах, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Электросетевые правила (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 283) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан (далее – Положение), утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.";

пункт 2 изложить в новой редакции:

"2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

1) балансовая принадлежность – участок электрической сети энергопроизводящей, энергопередающей организации и потребителя, принадлежащий им на праве собственности или ином законном основании;

2) генерирующая установка - устройство, вырабатывающее электрическую энергию ;

3) пользователь сети – потребитель электроэнергии мощностью в точке подключения к национальной электрической сети более 1 мегаватт (далее – МВт);

4) высокое напряжение - напряжение 1000 Вольт (далее – В) и выше;

5) национальный диспетчерский центр системного оператора (далее – НДЦ СО) - подразделение, входящее в структуру системного оператора, отвечающее за оперативное управление единой электроэнергетической системы Республики Казахстан (далее – ЕЭС Казахстана) и надежность ее работы, включая балансирование и обеспечение качества электроэнергии;

6) натурные испытания – испытания, проводимые путем создания воздействий на единую электроэнергетическую систему Республики Казахстан или на любую ее часть с целью изучения характеристик системы;

7) схема "заход-выход" – схема присоединения подстанции и электростанции к электрической сети посредством подключения в рассечку существующей линии электропередачи с сохранением транзита электроэнергии по существующей линии электропередачи через вновь построенные участки линии электропередачи и шины присоединяемой подстанции и электростанции;

8) послеаварийный режим работы ЕЭС Казахстана – установившийся режим, возникающий после аварийного отключения поврежденного элемента электроэнергетической системы и продолжающийся до восстановления нормального режима работы;

9) нормальный режим работы единой электроэнергетической системы Республики Казахстан – установившийся режим работы, при котором работают все элементы электроэнергетической системы, предусмотренные при планировании режима, и обеспечивается электроснабжение всех потребителей электрической энергии в соответствии с условиями заключенных договоров;

10) пул резервов электрической мощности ЕЭС Казахстана (далее – ПУЛ РЭМ) - резерв электрической мощности для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей в случае непредвиденного выхода из строя генераторов, линий электропередачи или роста потребления;

11) субпотребитель – потребитель, непосредственно подключенный к электрическим сетям потребителя;

12) дублирующие (шунтирующие) линии электропередачи - линии электропередачи, построенные и (или) планируемые к строительству субъектами рынка электрической энергии Республики Казахстан дополнительно к существующим линиям электропередачи, по которым осуществляется передача электрической энергии с нормируемым качеством электроэнергии и уровнем надежности, и изменяющие распределение мощности в энергоузле;

13) "разворот с нуля"<sup>1</sup> – пуск энергопроизводящей организации из консервации, резерва или после полного останова, восстановление электрической сети как единой электроэнергетической системы в кратчайшие сроки;

14) региональная электрическая сеть – совокупность линий электропередачи и подстанций, принадлежащих и (или) эксплуатируемых региональной электросетевой компании;

15) реактивная энергия – энергия, затрачиваемая на создание электромагнитного поля в цепях переменного тока;

16) холодный резерв – суммарная располагаемая мощность незадействованных генерирующих установок, обеспеченных топливом и готовая к работе;

17) граница эксплуатационной ответственности сторон – точка раздела энергетического оборудования и (или) электрической сети между хозяйствующими субъектами, ответственными за содержание, обслуживание и техническое состояние, определяемая по балансовой принадлежности или договором, и подтвержденная соответствующим актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон между этими хозяйствующими субъектами;

18) технические условия – технические требования, необходимые для подключения к электрическим сетям;

19) останов - плановый или внеплановый вывод из работы генерирующих установок;

20) низкое напряжение - напряжение ниже 1000 В;

21) потребитель с прямым подключением – потребитель, подключенный к энергопроизводящей организаций без участия энергопередающей организаций;

22) граница балансовой принадлежности электрической сети – точка раздела электрической сети между хозяйствующими субъектами рынка электрической энергии: энергопроизводящими (энергопередающими) организациями и потребителями, а также между потребителями и субпотребителями, определяемая по балансовой принадлежности электрической сети;

23) электроустановка – совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, потребления электрической энергии и (или) преобразования ее в другой вид энергии;

24) электрическая станция – энергетический объект, предназначенный для производства электрической и тепловой энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

25) система накопления электрической энергии – техническое устройство с автоматизированной системой управления, предназначенное для накопления, хранения и выдачи электрической энергии, и взаимосвязанные с ним сооружения и инфраструктура, технологически необходимые для его эксплуатации в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области поддержки использования возобновляемых источников энергии;

26) сальдо-переток электрической энергии - алгебраическая сумма значений приема (отпуска) электрической энергии по определенной группе линий электропередачи, трансформаторов (сечению) либо по точкам коммерческого учета.

Иные понятия, используемые в настоящих Правилах, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.";

пункт 42 изложить в новой редакции:

"42. Диспетчеризацию процессов производства, потребления, передачи, хранения электрической энергии в ЕЭС Казахстана осуществляет системный оператор.";

пункт 73 изложить в новой редакции:

"73. При аварийном снижении генерирующей мощности в ЕЭС Казахстана оперативный персонал энергопроизводящей организации, включая электростанции с генерирующими установками, подключенными к сети напряжением 10 кВ и 35 кВ, потребители с прямым подключением к сети напряжением 35 кВ и выше, системы накопления электрической энергии с прямым подключением к сети напряжением 6 кВ и выше действуют под координацией системного оператора:

1) восстанавливает частоту или заданный межгосударственный сальдо-переток за счет мобилизации вращающегося резерва на тепловых и гидроэлектростанциях, в том числе и через ПУЛ РЭМ;

2) разворачивает холодный резерв на электростанции, аварийно снизившей генерацию, или электростанциях, имеющих договор на взаимное резервирование, в том числе через ПУЛ РЭМ;

3) при исчерпании резервов мощности вводит ограничения для нагрузки пользователей сети от производителя, аварийно снизившего генерацию;

4) восстанавливает электроснабжение ограниченных пользователей сети в соответствии с разворотом резерва;

5) восстанавливает частоту за счет имеющегося в резерве мощности и емкости систем накопления электрической энергии.";

дополнить пунктом 75-1 следующего содержания:

"75-1. Первичное регулирование частоты осуществляется всеми системами накопления электрической энергии в зависимости от характеристик, заданных инструкциями заводов-изготовителей и в соответствии с нормативами, утвержденными системным оператором, с целью сохранения энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.";

пункты 76, 77, 78 и 79 изложить в новой редакции:

"76. Нормированное первичное регулирование осуществляется выделенными электростанциями (энергоблоками) и (или) системами накопления электрической энергии нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными характеристиками (параметрами) первичного регулирования.

77. Для целей нормированного первичного регулирования привлекаются электростанции и (или) системы накопления электрической энергии, удовлетворяющие требования системного оператора. Все электростанции и (или) системы накопления электрической энергии, не выделенные для нормированного первичного регулирования, участвуют в общем первичном регулировании. Системный оператор дает временное

разрешение на неучастие генерирующих установок и (или) систем накопления электрической энергии в регулировании частоты при технических неисправностях или неустойчивой работе оборудования электроустановок.

78. Вторичное регулирование осуществляется путем изменения активной мощности, автоматически или оперативно, специально выделенных для этой цели электростанций и (или) систем накопления электрической энергии для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, для восстановления частоты и заданных внешних перетоков, и, как следствие, восстановления резервов первичной регулирующей мощности, потраченных при действии первичного регулирования.

79. Третичное регулирование осуществляется путем изменения мощности электростанции и (или) систем накопления электрической энергии для восстановления вторичного резерва при его исчерпании.";

дополнить пунктами 83-1 и 83-2 следующего содержания:

"83-1. Изменение активной мощности системой накопления энергии по диспетчерской команде или по команде дистанционного управления составляет не менее 10 %/мин от номинальной мощности системы накопления электрической энергии.

Для электрохимических систем накопления электроэнергии изменение активной мощности по диспетчерской команде или по команде дистанционного управления составляет не менее 100 %/мин от номинальной мощности.

83-2. Изменение активной мощности электрохимических систем накопления электроэнергии в процессе первичного регулирования происходит со скоростью не менее 10 %/сек от номинальной мощности.";

пункт 119 изложить в новой редакции:

"119. Надлежащее техническое состояние и работоспособность автоматической разгрузки электростанций обеспечивает владелец электростанции. Системный оператор осуществляет контроль объема нагрузки, подключенной к автоматической разгрузке электростанций в ЕЭС Казахстана. Владелец электростанции обеспечивает передачу телеметрической информации, необходимой для контроля Системным оператором объема нагрузки, подключенной к АОГ.";

пункт 123 изложить в новой редакции:

"123. Надлежащее техническое состояние и работоспособность специальной автоматики отключения нагрузки обеспечивает пользователь сети. Пользователь сети обеспечивает передачу телеметрической информации, необходимой для контроля Системным оператором объема нагрузки, подключенной к САОН.";

пункт 129 изложить в новой редакции:

"129. Подсистема автоматического предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения динамической устойчивости при

аварийных возмущениях и обеспечения в послеаварийных условиях нормативного запаса статической устойчивости для заданных сечений охватываемого района.

В ЕЭС Казахстана подсистема автоматического предотвращения нарушения устойчивости образована совокупностью устройств противоаварийной автоматики, обеспечивающих сохранение устойчивости параллельной работы со смежными энергообъединениями, отдельных энергорайонов ЕЭС Казахстана между собой или с одним из смежных энергообъединений путем решения задач противоаварийного управления при нормативных аварийных возмущениях в основной сети 1150-500-220 кВ.

В качестве управляющих воздействий автоматического предотвращения нарушения устойчивости в ЕЭС Казахстана применяются: отключение генераторов, отключение нагрузки, деление системы, ввод резервных гидрогенераторов, отключение шунтирующих реакторов, отключение систем накопления электрической энергии, накопление и выдача электрической энергии системами накопления электрической энергии.";

пункт 146 изложить в новой редакции:

"146. Одним из основных условий надежного функционирования ЕЭС Казахстана является наличие на электроустановках пользователей сети средств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики в согласованных с системным оператором объемах, функционирующих в соответствии с требованиями настоящих Правил и Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утверждаемых в соответствии с подпунктом 267) пункта 15 Положения.";

в приложении 3:

дополнить подпунктами 2-1) и 2-2) следующего содержания:

"2-1) объемы ежегодной располагаемой мощности и емкости систем накопления электрической энергии, с учетом компенсации деградации электрохимических систем накопления электрической энергии;

2-2) ежегодный коэффициент готовности систем накопления электрической энергии .";

дополнить подпунктом 15) следующего содержания:

"15) технические характеристики систем накопления электрической энергии, заданных инструкциями заводов-изготовителей, в том числе время отклика, количество циклов накопления (заряда) выдачи (разряда) электрической энергии в сутки, месяц, год.".

2. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) следующие изменения и дополнения:

преамбулу изложить в новой редакции:

"В соответствии с подпунктом 267) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, **ПРИКАЗЫВАЮ:**";

в Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 267) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994 (далее – Положение), и определяют порядок технической эксплуатации электрических станций и сетей.";

в пункте 3:

подпункт 1) изложить в новой редакции:

"1) текущий ремонт – ремонт, выполняемый для устранения обнаруженных дефектов, препятствующих нормальной эксплуатации оборудования (установки), устранение которых требует остановки работающего оборудования;"

дополнить подпунктами 9), 10), 11) и 12) следующего содержания:

"9) система накопления электрической энергии – техническое устройство с автоматизированной системой управления, предназначенное для накопления, хранения и выдачи электрической энергии, и взаимосвязанные с ним сооружения и инфраструктура, технологически необходимые для его эксплуатации в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области поддержки использования возобновляемых источников энергии;

10) номинальная активная мощность системы накопления я электрической энергии – мощность в киловаттах, определяемая паспортными данными изготовителя (производителя) оборудования;

11) емкость системы накопления электрической энергии – объем электрической энергии в киловатт-час, определяемый паспортными данными изготовителя (производителя) оборудования;

12) полный цикл заряда (разряда) системы накопления я электрической энергии – процесс накопления электрической энергии до номинального состояния заряда и выдачи электрической энергии до номинальной глубины разряда, определяемый паспортными данными изготовителя (производителя) оборудования.";

пункт 4 изложить в новой редакции:

"4. Основными задачами электростанций, котельных, систем накопления электрической энергии, электрических и тепловых сетей, являются производство, передача, накопление, хранение и отпуск электрической энергии и тепла потребителям (далее – энергопроизводство).";

пункт 9 исключить;

пункт 12 изложить в новой редакции:

"12. Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем проводятся генподрядчиком с привлечением персонала заказчика по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу. Перед индивидуальным и функциональным испытаниями проверяется выполнение требований: настоящих Правил, строительных норм и правил (далее – СНиП), государственных стандартов (далее – ГОСТ), включая систему стандартов безопасности труда (далее – ССБТ), норм технологического проектирования, законодательства в сфере электроэнергетики, энергосбережения и энергоэффективности, Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утверждаемыми в соответствии с подпунктом 268) пункта 15 Положения, Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий, утверждаемыми в соответствии с подпунктом 284) пункта 15 Положения, указаний и инструкций заводов-изготовителей по монтажу оборудования.";

пункт 15 изложить в новой редакции:

"15. Комплексное опробования проводит заказчик.

Началом комплексного опробования энергоустановки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, не проводится.

Оборудование электростанций, прошедшее капитальный ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 72 часов. Для гидроэлектростанций (далее – ГЭС), работающих в пиковом режиме при ограниченных водных ресурсах, испытания под нагрузкой продолжается несколько дней с суммарной наработкой 24 часов.

Комплексное опробование оборудования считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 часов на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара (для газотурбинных установок (далее – ГТУ) – газа):

1) для электростанций и котельных на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара;

2) для тепловой электростанции, напором и расходом воды;

3) для ГЭС, предусмотренными в пусковом комплекте параметрами, и при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

В электрических сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы оборудования подстанций под нагрузкой в течение 72 часов, а линий электропередачи – в течение 24 часов.

В тепловых сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы оборудования под нагрузкой в течение 24 часов с номинальным давлением, предусмотренным проектной документацией.

Для ГТУ также условием комплексного опробования является, кроме того, успешное проведение 10 пусков, а для гидроагрегатов ГЭС и гидроаккумулирующих электростанций (далее – ГАЭС) - 3 автоматических пусков.

Для систем накопления электрической энергии дополнительным условием комплексного опробования является успешное проведение 2 полных циклов накопления (заряда) и выдачи (разряда) электрической энергии с нормированными техническими параметрами, установленными заводом-изготовителем.

При комплексном опробовании включаются предусмотренные проектом контрольно-измерительные приборы, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующие режимной наладки.

При отсутствии возможности проведения комплексного опробования на основном топливе или достижения номинальной нагрузки и проектных параметров пара для тепловой электростанции (для ГТУ – газ), напора и расхода воды – для ГЭС, нагрузки – на подстанции и (или) линии электропередачи при совместном или отдельном опробовании, параметров теплоносителя – для тепловых сетей по причинам, не связанным с невыполнением работ, предусмотренных пусковым комплексом, решение провести комплексное опробование на резервном топливе, а также предельные параметры и нагрузки принимаются и устанавливаются приемочной комиссией и оговариваются в акте приемки в эксплуатацию пускового комплекса.";

пункты 29 и 30 изложить в новой редакции:

"29. Периодичность и продолжительность всех видов ремонта устанавливаются нормативно-техническими документами, на основании которых составляется график планово-предупредительных работ или в соответствии с паспортом завода-изготовителя.

30. Оборудование электростанций, подстанций 35 кВ (далее – кВ) и выше, прошедшее капитальный и средний ремонт, а также оборудование тепловых сетей подлежит приемосдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 72 часов.";

пункт 31 дополнить подпунктом 7) следующего содержания:

"7) для систем накопления электрической энергии – момент перевода в режим ожидания под автоматизированные системы управления.";

дополнить пунктом 36-1 следующего содержания:

"36-1. Эксплуатация электрооборудования во взрывоопасных зонах осуществляется в соответствии с требованиями главы 23 Правил технической эксплуатации

электроустановок потребителей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 246 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10949).";

пункт 43 изложить в новой редакции:

"43. Все технологические системы, основное оборудование, здания и сооружения, в том числе гидросооружения, входящие в состав энергообъекта, подвергаются периодическому техническому освидетельствованию.

Освидетельствование осуществляется в сроки, установленные действующими инструкциями, нормативно-техническими документами и Правилами, но не реже 1 раз в 5 лет.

Результаты технического обследования должны быть занесены в технический паспорт объекта.

Техническое освидетельствование производится комиссией энергообъекта, возглавляемой техническим руководителем энергообъекта или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений энергообъекта, специалисты специализированных и экспертных организаций.

Оборудование, отработавшее нормативный срок, установленный изготовителем, должно обследоваться специализированной организацией.

Дальнейшая эксплуатация оборудования, отработавшего нормативный срок, установленный изготовителем, допускается после проведения экспертного обследования для определения срока их дальнейшей эксплуатации

Объем и периодичность технического освидетельствования устанавливаются соответствующими нормативно-техническими документами, регламентирующими всю процедуру его проведения.

Результаты технического освидетельствования заносятся в технический паспорт оборудования.

Эксплуатация электроустановок с аварийно-опасными дефектами, выявленными в процессе контроля, а также не прошедших техническое освидетельствование не допускается.";

пункт 90 изложить в новой редакции:

"90. Перевод средств измерений в разряд индикаторов оформляются приказом руководителя энергообъекта.";

пункт 114 изложить в новой редакции:

"114. Системный оператор в течение всего срока эксплуатации генерирующей установки, проводит мониторинг и оценку соответствия генерирующего модуля требованиям, предъявляемым законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики, в том числе путем съема информации с систем мониторинга переходных режимов (далее – СМПР) установленных на генерирующих установках из возобновляемых источников энергии (далее – ГУВИЭ).";

пункт 236 изложить в новой редакции:

"236. При обрастании систем технического водоснабжения (поверхностей грубых решеток, конструктивных элементов водоочистных сеток, водоприемных и всасывающих камер и напорных водоводов) моллюском, дрейссеной или другими биоорганизмами применяются необрастающие покрытия, проводятся промывки трактов горячей водой, хлорирование охлаждающей воды, поступающей на вспомогательное оборудование, с поддержанием дозы активного хлора 1,5-2,5 мг/дм<sup>3</sup> в течение 4-5 суток 1 раз в 1,5 месяца.";

пункт 290 изложить в новой редакции:

"290. Резервные насосы, подогреватели и фильтры содержатся в исправном состоянии и в постоянной готовности к пуску.

Проверка включения и плановый переход с работающего насоса на резервный производятся по графику, но не реже 1 раза в месяц. Проверка срабатывания автоматического включения резерва производится не реже 1 раза в квартал по программе и графику, утвержденным техническим руководителем.";

пункт 292 изложить в новой редакции:

"292. Перед включением резервуара с мазутом в работу после длительного хранения в нем топлива из придонного слоя (до 0,5 м) производится отбор пробы мазута для анализа на влажность и принимаются меры, предотвращающие попадание отстоявшейся воды и мазута большой обводненности в котельную.";

пункт 342 изложить в новой редакции:

"342. Заполнение неостывшего барабанного котла производится при температуре металла верха опорожненного барабана не выше 160<sup>0</sup>С (градусов Цельсия).

Если температура металла в любой точке барабана превышает 140<sup>0</sup>С (градусов Цельсия), заполнение его водой для гидроопрессовки запрещается.";

пункт 354 изложить в новой редакции:

"354. Включение котла в общий паропровод производится после дренирования и прогрева соединительного паропровода. Давление пара за котлом при включении равно давлению пара в общем паропроводе.";

пункт 366 изложить в новой редакции:

"366. Обмуровка котлов содержится в исправном состоянии. При температуре окружающего воздуха 25<sup>0</sup>С (градусов Цельсия) температура на поверхности обмуровки обеспечивается на уровне не более 45<sup>0</sup>С (градусов Цельсия).";

пункт 372 изложить в новой редакции:

"372. Подпитывать остановленный котел с дренированием воды в целях ускорения охлаждения барабана не допускается.";

часть первую пункта 442 изложить в новой редакции:

"442. Обеспечивается абсолютная плотность стопорных и регулирующих топливных клапанов ГТУ. При этом клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при непрерывной работе, если это предусмотрено заводской инструкцией.";

часть первую пункта 473 изложить в новой редакции:

"473. Прокладки силовых и измерительных кабельных линий к средствам управления выполняются согласно Правил устройства электроустановок, утверждаемым в соответствии с подпунктом 270) пункта 15 Положения.";

пункт 558 изложить в новой редакции:

"558. Эксплуатация систем гидро- и пневмозолоудаления организуется в режимах, обеспечивающих:

1) оптимальные расходы воды, воздуха и электроэнергии;

2) минимальный износ золошлакопроводов;

3) незамороженное состояние внешних пульпопроводов и водоводов, отсутствие илы в золосмывных аппаратах, каналах и пульпоприемных бункерах, отсутствие образования отложений золы в бункерах, течках и золопроводах пневмозолоудаления.

Для ликвидации пресыщения воды труднорастворимыми соединениями и осаждения взвешенных твердых частиц (осветления) предусматриваются необходимые площадь и глубина отстойного бассейна.";

пункт 636 изложить в новой редакции:

"636. Контроль металла осуществляет лаборатория или служба металлов совместно с персоналом цехов, в ведении которых находится соответствующее оборудование. Распределение обязанностей по подготовке и проведению контроля утверждается техническим руководителем электростанции. Для выполнения работ привлекаются специализированные организации.";

часть первую пункта 648 изложить в новой редакции:

"648. Автоматические регуляторы возбуждения (далее – АРВ) постоянно используются включенными в работе. Отключение АРВ или отдельных их элементов (ограничение минимального возбуждения) производится при проведении ремонта или проверки.";

пункт 688 изложить в новой редакции:

"688. Капитальные и текущие ремонты генераторов совмещаются с капитальными и текущими ремонтами турбин.

Капитальный ремонт синхронных компенсаторов производится 1 раз в 4-5 лет. Первые ремонтные работы с выемкой ротора на турбогенераторах и синхронных компенсаторах, включая усиление крепления лобовых частей, переклиновку пазов статора, проверку крепления шин и кронштейнов, проверку крепления и плотности

запрессовки сердечника статора, производятся не позднее, чем через 8000 часов работы после ввода в эксплуатацию. Первые ремонтные работы на гидрогенераторах производятся не позднее, чем через 6000 часов.

Выемка роторов генераторов и синхронных компенсаторов при последующих ремонтах осуществляется по необходимости или в соответствии с требованиями настоящих Правил, Правил устройства электроустановок, утверждаемым в соответствии с подпунктом 270) пункта 15 Положения.";

пункты 736 и 737 изложить в новой редакции:

"736. Нейтрали обмоток 110 кВ и выше автотрансформаторов и реакторов, а также трансформаторов 330 кВ и выше работают в режиме глухого заземления.

Допускается заземление нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов через специальные реакторы по решению технического руководителя.

Допускается работа трансформаторов 110 и 220 кВ с испытательным напряжением нейтрали соответственно 100 и 200 кВ с разземленной нейтралью при условии ее защиты разрядником по решению технического руководителя.

При обосновании расчетами допускается работа трансформаторов 110 кВ с разземленной нейтралью с испытательным напряжением нейтрали 85 кВ, защищенной разрядником по решению технического руководителя.

737. При срабатывании газового реле на сигнал производится наружный осмотр трансформатора (реактора), отбирается газ из реле для анализа и проверки на горючесть. Для обеспечения безопасности персонала при отборе газа из газового реле и выявления причины его срабатывания производится разгрузка и отключение трансформатора (реактора) в кратчайшие сроки.

Если газ в реле негорючий, отсутствуют признаки повреждения трансформатора (реактора), а его отключение вызвало недоотпуск электроэнергии, трансформатор (реактор) может быть немедленно включен в работу до выяснения причины срабатывания газового реле на сигнал. Продолжительность работы трансформатора (реактора) в этом случае устанавливается техническим руководителем энергообъекта.

По результатам анализа газа из газового реле, хроматографического анализа масла, других измерений (испытаний) устанавливается причина срабатывания газового реле на сигнал, определяется техническое состояние трансформатора (реактора) и возможность его нормальной эксплуатации.";

часть третью пункта 765 изложить в новой редакции:

"При обнаружении дефектов во время осмотра резервуаров воздушных выключателей производится их испытание. Внутренние поверхности резервуаров эксплуатируются с антикоррозионным покрытием.";

подпункт 1) части второй пункта 883 изложить в новой редакции:

"1) у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками и у опор с повторными заземлителями нулевых проводов – не реже 1 раза в 6 лет;"

дополнить пунктами 957-1, 957-2, 957-3, 957-4, 957-5, 957-6, 957-7, 957-8, 957-9, 957-10, 957-11, 957-12 и 957-13 следующего содержания:

957-1. Значения всех параметров систем накопления электрической энергии, определяющих условия и режим его работы, устанавливаются на основании данных заводов-изготовителей и специальных натурных испытаний, но не менее требуемых настоящими Правилами значений.

957-2. Системы накопления электрической энергии оснащаются двунаправленными приборами учета электрической энергии, обеспечивающими раздельный учет объемов накапливаемой и выдаваемой электрической энергии.

957-3. Управление системами накопления электрической энергии осуществляется через автоматизированные системы управления.

957-4. Системы накопления электрической энергии мощностью 60 МВт и более подключаются к централизованной системе автоматического регулирования частоты и мощности (ЦС АРЧМ).

Системы накопления электрической энергии мощностью менее 60 МВт оснащаются локальной системой автоматического управления мощностью при режимах накопления и выдачи электрической энергии.

957-5. Системы накопления электрической энергии оснащаются необходимым объемом противоаварийной автоматики. При этом параметры вспомогательного оборудования не ограничивают максимальную выдачу электрической энергии систем накопления электрической энергии.

957-6. Системы накопления электрической энергии защищаются от внешних коротких замыканий защитными устройствами.

957-7. Минимально допустимый уровень заряда систем накопления электрической энергии определяется в соответствии с паспортными данными изготовителя (производителя) оборудования, но не более 10 % от общей емкости системы накопления энергии.

957-8. Электрохимические системы накопления энергии обеспечивают не менее 400 (четыреста) полных циклов заряда (разряда) в календарный год, без ограничений количества циклов в сутки.

957-9. Технологический расход электрической энергии (потери), а также потребление электрической энергии на собственные нужды системы накопления энергии компенсируются его владельцем.

957-10. Коэффициент готовности систем накопления электрической энергии в год составляет не менее 0,92.

957-11. Рекомендуемые уровни напряжения для системы накопления электрической энергии, подключенной к сети, определяются согласно приложению 27 к настоящим Правилам.

957-12. К системам накопления электрической энергией устанавливаются требования в соответствии с пунктами 692-701 настоящих Правил. При этом технические и функциональные параметры системы накопления электрической энергии обеспечивают (но не ограничиваясь):

- 1) соблюдение суточных графиков производства электрической энергии;
- 2) соблюдение заданных системным оператором режимов работы;
- 3) задействование системы накопления электрической энергии в первичном, вторичном и третичном регулировании активной мощности;
- 4) передачу необходимой информации о параметрах работы системы накопления энергии;
- 5) задействование системы накопления электрической энергии в противоаварийном управлении.

957-13. Режим работы систем накопления электрической энергии определяется Системным оператором в целях обеспечения соблюдения суточного графика, компенсации небаланса активной мощности в ЕЭС РК, регулирования реактивной мощности, частоты и напряжения, обеспечения устойчивости энергосистемы, поддержания заданного межгосударственного сальдо перетока и оптимизации загрузки линий электропередачи.";

пункт 972 изложить в новой редакции:

"972. Графики капитальных, средних и текущих ремонтов основного оборудования и сооружений (дымовых труб, градирен и другого) электростанций на предстоящий год составляются на основании нормативов и допустимых значений ремонтной мощности по месяцам года, согласуются с РДЦ или НДЦ СО Казахстана в соответствии с распределением оборудования по способу диспетчерского управления и утверждаются техническим руководителем организации.

Изменение годовых графиков капитальных и средних ремонтов производится, когда отказ от изменения планов (графиков) влечет угрозу недопустимого снижения надежности работы энергосистемы и (или) качества электроэнергии, ограничения потребителей или при угрозе возникновения технологических нарушений, по согласованию с РДЦ, НДЦ СО Казахстана, с утверждением изменений в порядке, предусмотренном настоящими Правилами и Электросетевыми правилами, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899).";

пункты 979 и 980 изложить в новой редакции:

"979. Регулирование частоты и перетоков мощности в ЕЭС Казахстана или в отдельно работающих энергоузлах осуществляется:

1) всеми электростанциями при изменении частоты путем изменения мощности под воздействием систем регулирования турбин в пределах регулировочного диапазона (первичное регулирование частоты), при этом статизм регулирования и зона нечувствительности по частоте согласуется с НДЦ СО Казахстана;

2) выделенными для регулирования режима по частоте и перетокам мощности электростанциями и системами накопления электрической энергии (вторичное регулирование режима);

3) всеми системами накопления электрической энергии при изменении частоты путем изменения мощности под воздействием систем регулирования в пределах регулировочного диапазона (первичное регулирование частоты), при этом статизм регулирования и зона нечувствительности по частоте согласуется с НДЦ СО Казахстана.

980. При невозможности автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – АРЧМ) (отсутствие или неисправность системы АРЧМ, ограничения по режиму) регулирование осуществляется электростанциями и системами накопления электрической энергии по распоряжению диспетчера НДЦ СО Казахстана.";

пункт 984 изложить в новой редакции:

"984. При аварийных отклонениях частоты персоналу электростанций и систем накопления электрической энергии необходимо самостоятельно принимать меры к ее восстановлению, действуя по местной инструкции, составленной в соответствии с указаниями вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.";

пункт 1016 изложить в новой редакции:

"1016. Нормальные и ремонтные схемы соединений подстанций и электростанций ежегодно утверждает техническому руководителю энергообъекта (структурной единицы). Нормальные схемы электрической сети ежегодно утверждает технический руководитель электрической сети (согласно уровню диспетчерского управления).

Нормальные и ремонтные схемы согласуются с органом диспетчерского управления, в оперативном ведении или оперативном управлении которого находится входящее в них оборудование.";

пункт 1090 изложить в новой редакции:

"1090. Оперативные и административно-технические руководители имеют право снять с рабочего места подчиненный ему оперативно-диспетчерский персонал, не выполняющий свои обязанности, и произвести соответствующую замену или перераспределение обязанностей в смене.

При этом делается запись в оперативном журнале или выпускается письменное распоряжение и уведомляется по соподчиненности персонал соответствующих уровней оперативно-диспетчерского управления.";

приложение 11 изложить в новой редакции согласно приложению 1 к настоящему приказу;

дополнить приложением 27 согласно приложению 2 к настоящему приказу.

3. Департаменту по возобновляемым источникам энергии Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

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

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан после его официального опубликования;

3) 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 1) и 2) настоящего пункта.

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

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

*Министр энергетики  
Республики Казахстан*

*А. Саткалиев*

"СОГЛАСОВАН"

Министерство промышленности и строительства  
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство национальной экономики  
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство внутренних дел  
Республики Казахстан

Приложение 1 к приказу  
Министр энергетики  
Республики Казахстан  
от 14 октября 2024 года № 367  
Приложение 11  
к Правилам технической  
эксплуатации электрических  
станций и сетей

Номинальное давление за котлом, кгс/см <sup>2</sup> (Мпа)	40 (3,9)	100 (9,8)	140(13,8)
Общая жесткость, мкг-экв/дм <sup>3</sup> , не более, для котлов:			
на жидком топливе	5	1	1
на других видах топливах	10	3	1

Содержание растворенного кислорода после конденсаторных насосов составляет не более 20 мкг/кг. Для турбин, работающих в режиме ухудшенного вакуума с подогревом сетевой воды в конденсаторе, корректируется согласно нормативной характеристике оборудования.

Приложение 2 к приказу  
Министр энергетики  
Республики Казахстан  
от 14 октября 2024 года № 367  
Приложение 27  
к Правилам технической  
эксплуатации электрических  
станций и сетей

### **Уровни напряжения для системы накопления энергии, подключенной к сети**

Номинальная мощность системы хранения энергии	Уровень напряжения доступа	Режим доступа
До 8 кВт	220/0,4 кВ	Однофазный или трехфазный
8,1 кВт - 1000 кВт	0,4 кВ	Трехфазный
1001 кВт - 5000 кВт	6 кВ - 10 кВ	Трехфазный
5001 кВт – 100 000 кВт	35 кВ -110 кВ	Трехфазный
Более 100 001 кВт	220 кВ и выше	Трехфазный