

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

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 11 февраля 2015 года № 73.
Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 17 марта 2015 года № 10451.

В соответствии с подпунктом 3б) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" от 9 июля 2004 года **ПРИКАЗЫВАЮ:**

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

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 на официальное опубликование настоящего приказа в течение десяти календарных дней после его государственной регистрации в Министерстве юстиции Республики Казахстан в периодические печатные издания и в информационно-правовую систему "Эділет";

3) размещение настоящего приказа на официальном интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан и на интранет-портале государственных органов;

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 официального опубликования.

Министр

В. Школьник

Утверждены
приказом Министра энергетики
Республики Казахстан
от 11 февраля 2015 года № 73

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 3б) статьи 5 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 - плановый или внеплановый вывод из работы генерирующих установок.

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) передачи электрической и (или) тепловой энергии, путем организации и проведения комплекса работ, который включает в себя:

1) техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей;

2) ремонт оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей.

Сноска. Пункт 4 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 25.12.2017 № 471 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Порядок организации 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 электростанций, тепловых и электрических сетей 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.

7. Учет работ по техническому обслуживанию осуществляется путем ведения журналов технического обслуживания по видам оборудования, зданиям и сооружениям электростанций, тепловых и электрических сетей. Такие журналы содержат сведения о выполненных работах по техническому обслуживанию и их результатах с приложением подтверждающих документов. Форма журналов устанавливаются энергопроизводящими и энергопередающими организациями.

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

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

9. Энергопроизводящие и энергопередающие организации осуществляют планирование ремонта своего оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей, 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 электростанций, тепловых и электрических сетей разрабатывается по формам 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 электростанций, тепловых и электрических сетей 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.

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

13. При разработке графика ремонта оборудования зданий и сооружений 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 предусматривает:

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

17. При разработке графика ремонта оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей учитывается дата начала и окончания отопительного сезона.

18. В графике ремонта предусматривается одновременный ремонт трубопроводов сети и тепловых пунктов, а также ревизия 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. 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 сооружается байпас меньшим диаметром, чем основной теплопровод.

22. 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.

23. Для планирования и организации работ по ремонту и техническому обслуживанию объекты электросети напряжением от 0,38 до 20 килвольт группируются, 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 принимаются:

- 1) воздушная линия электропередачи напряжением от 6 до 20 килвольт либо ее участки;
- 2) группа линий напряжением 0,38 килвольт одного населенного пункта;
- 3) несколько трансформаторных подстанций 6-20/0,38 килвольт одного населенного пункта;
- 4) распределительный пункт 6-20 килвольт.

24. 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.

24-1. При обслуживании электрических сетей энергопередающей организацией обеспечивается проведение испытаний и измерений в электрических сетях, результаты которых заносятся в ведомости основных параметров технического состояния электрических сетей по формам согласно приложениям 12, 13, 14 к настоящим Правилам.

По результатам ремонта электрических сетей энергопередающей организацией заполняются ведомости основных параметров технического состояния электрических сетей по формам согласно приложениям 12, 13, 14 к настоящим Правилам.

Сноска. Правила дополнены пунктом 24-1 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

25. Для подготовки и проведения работ по ремонту оборудования, зданий и сооружений электрических сетей используются 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.

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

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

28. Для сохранения работоспособности воздушных линий электропередачи при производстве ремонта применяются методы работ под напряжением.

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

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

Приложение 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 строительно-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 кВ 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 двенадцать лет);

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 киловольт ампер и выше, измерение сопротивления заземляющего устройства;

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

5. При техническом обслуживании оборудования подстанции напряжением 35 киловольт и выше 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 конструкций;

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.

Сноска. Приложение 2 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма
Утверждаю
Руководитель организации

(дата, подпись, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Перспективный план ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, электрических сетей с 20__ года по 20__ год

(наименование организации)

Год	Наименование объекта	Вид ремонта (капитальный, текущий, перечень основных специальных работ, модернизация)	Планируемое время ремонта		Нормативная продолжительность		Срок службы оборудования		Остаток
			Месяц вывода в ремонт	Продолжительность, календарные сутки	В планируемом виде ремонта	В текущем ремонте в течение года, календарные сутки	От последнего капитального ремонта до начала планируемого года (час)	С начала эксплуатации год (час)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Технический руководитель _____
" ____ " _____ 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.

Приложение 3
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования,
зданий и сооружений
электростанций, тепловых и
электрических сетей

Сноска. Приложение 3 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма
Утверждаю
Руководитель организации

(дата, подпись, фамилия, имя, отчество (при наличии))

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, миллиметр	Протяженность участка, метр	Планируемое время ремонта		Примерная стоимость ремонта
						начало	окончание	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Технический руководитель _____

" _____ " _____ 20__ год

Приложение 4
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Приложение 4 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

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

Параметр технического состояния	Заводские, проектные и ли нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
		д о капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	

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					
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, оС				
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, оС				

9.	Давление масла в системе смазки, МПа (кгс/см ²)				
10	Параметры маслосистемы:				
1)	температурный напор в маслоохладителях, оС				
2)	температура масла после маслоохладителей, - оС				
11	Параметры вакуумной системы:				
1)	температурный напор в конденсаторе, оС				
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)	прирост мощности турбоагрегата при закрытых обратных клапанах (для турбин с поперечными связями), кВт				
2)	прирост 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, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

МВт – мегаватт

т/ч – тонна/час

МПа – мегапаскаль

кгс/см² – килограмм сила/сантиметр²

мм/с – миллиметр/секунд

ЦВД/ЦСД – цилиндр высокого давления/цилиндр низкого давления

мм.вод.ст. – миллиметр водного столба

мкг-экв/л – микрограмм-эквивалент/литр

мкг/л – микрограмм/литр

мм рт. ст./мин – миллиметр ртутного столба/минут

кВт – киловатт

Сноска. Приложение 5 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

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

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
		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 ²)			
11	Время открытия турбинного затвора, с			
12	Время закрытия турбинного затвора, с			
13	Частота вращения ротора гидротурбины, оборот/минут 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, оС			
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, оС				
4)	температуре воздуха в шахте турбины, оС				
5)	температуре воздуха в помещении установки сливного бака МНУ, оС				

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

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

град. - градус

м – метр

МВт – мегаватт

МПа – мегапаскаль

кгс/см² – килограмм сила/сантиметр²

мм/с – миллиметр/секунд

мм – миллиметр

МНУ – маслonaпорная установка

с – секунд

Приложение 6
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Приложение 6 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

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

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1 Мощность турбогенератора, МВт				

2	Сопротивление 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 под возбудителя (относительно корпуса и бандажей)				
3	Нагрев активных частей (турбогенератора и охлаждающей среды.), оС				
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				
)					

Примечание:

- 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, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

МВт – мегаватт

м – метр

МОм – мегаом

мм/с – миллиметр/секунд

мкм – микрометр

МПа – мегапаскаль

кгс/см² – килограмм сила/сантиметр²

г/м³ – грамм/метр³

Приложение 7
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Приложение 7 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

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
		д о капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	
1 Мощность гидрогенератора, МВт				
2 Соппротивление 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			
	под возбудителя			
3	Нагрев активных частей гидрогенератора и охлаждающей среды, оС			
.				
1	обмоток статора			
)				
2	обмоток ротора			
)				
3	сердечника статора			
)				
4	Температура воздуха, входящего из отбора, оС			
)				
	температура охлаждающей среды, оС			
	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				

Примечание:

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,
фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

МОм – мегаом

МВт – мегаватт

мм/с – миллиметр/секунд

мкм – микрометр

Приложение 8
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Приложение 8 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

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	после капитального ремонта	
1 Мощность синхронного компенсатора, МВА				
2 Сопротивление 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, оС:				
1) обмоток статора				
2) обмоток ротора				
3) сердечника статора				
4 Вибрация, мм/с (мкм):				
	вертикальная			

1)	подшипника № 1:	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, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

МВА - мегавольтампер

МОм – мегаом

МПа – мегапаскаль

кгс/см² – килограмм сила/сантиметр²

мкм – микрометр

мм/с – миллиметр/секунд

Приложение 9
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Приложение 9 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

**основных параметров технического состояния трансформатора
станции (подстанция) № _____, 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 и л и нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
		д о капитального ремонта	п о с л е капитального ремонта	
1. Мощность, МВА				
2. Напряжение, кВ				
3. Группа соединения обмоток				
4. Потери холостого хода, кВт				
5. Ток холостого хода, %				
6. Сопротивление изоляции обмоток (R60, МОм) при температуре обмотки трансформатора, оС				Вносятся значения, измеренные мегомметром на напряжение 2500 В
7. Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток (tg d, %) при температуре обмотки трансформатора, оС				
1) _____				
8. Отношение C2/C50 при температуре обмотки трансформатора, оС				
1) _____				
9. Сопротивление обмоток постоянному току (R, Ом) на всех ответвлениях при температуре обмотки трансформатора оС _____ 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				
13	Влагосодержание твердой изоляции обморок, % (при наличии образцов)				Согласно данным руководства по капитальному ремонту трансформаторов напряжением 110-750 кВ мощностью 80 МВА и более
14	Измерение отношения D C/C				
15	Сокращенный физико-химический анализ масла из бака трансформатора и устройства регулятора под нагрузкой (при наличии)				В числителе указываются данные анализа масла из бака трансформатора, в знаменателе из устройства регулятор под нагрузкой 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, оС				
6)	электрическая прочность, кВ				
7)	$\text{tg } \delta$ при температуре 20оС, %				
8)	$\text{tg } \delta$ при температуре 70оС, %				
9)	$\text{tg } \delta$ при температуре 90оС, %				
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, _____ оС _____, в конце _____ оС _____.

Ремонт производился в условиях _____

(завода, энергопредприятия)

Метод нагрева _____, продолжительность, _____ часов

Примечание:

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 10оС 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 маслonaполненных вводов (испытания и измерения проводятся в соответствии с действующими нормативными актами)

Наименование	Показатели						Нейтрал	Примечание
	ВН			СН				
	А	В	С	А	В	С		
1. Номер ввода								
2. Испытательное напряжение, кВ								
3. Продолжительность испытания, час								
4. При температуре, оС								
5. При температуре, оС								
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, оС, не ниже								
12. Кислотное число, мгКОН/г масла, не более								

13	Электрическая прочность изоляции, кВ									
14	tg δ при температуре 20оС									
15	tg δ при температуре 70оС									
16	tg δ при температуре 90оС									

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

МВА – мегавольтампер

кВ – киловольт

кВт – киловатт

МОм – мегаом

Гц – герц

В – вольт

г/т – грамм/тонна

мгКОН/г – миллиграмм КалийОН/грамм

пФ – пикофарад

Приложение 10
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Приложение 10 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

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
			до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1.	Температура газов, поступающих на очистку, оС				
2.	Температура газов за золоулавливающей установкой, оС				
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, м3/ч				
9.	Соппротивление золоулавливающей установки, МПа (кгс/см2)				
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 м3 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/м3				
2)					

	после золоулавливающей установки, г/м3				
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, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

т/ч – тонна/час

м3/ч – метр3/час

кгс/см2 – килограмм сила/сантиметр2

кВт/час – киловатт/час

м/с – метр/секунд

г/м3 – грамм/метр3

кВ – киловольт

мА – миллиампер

Приложение 11
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Приложение 11 в редакции приказа Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

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 изменений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1. Паропроизводительность, т/ч				
2. Давление перегретого пара, МПа (кгс/см ²)				
3. Температура перегретого пара, оС				
4. Давление пара на выходе из промежуточного перегревателя, МПа (кгс/см ²)				
5. Температура пара на выходе из промежуточного перегревателя, оС				
5. Температура питательной воды до экономайзера, оС				
7. Температура питательной воды за экономайзером, оС				
8. Температура воздуха до воздухоподогревателя, оС				
9. Температура воздуха за воздухоподогревателем, оС				
10. Температура уходящих газов за воздухоподогревателем, оС				
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, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

т/ч – тонна/час

МПа – мегапаскаль

кгс/см² – килограмм сила/сантиметр²

мм. вод. ст. – миллиметр водного столба

кВт ч/т – киловатт час/тонна

Приложение 12
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Правила дополнены приложением 12 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

Электрические сети _____

ВЕДОМОСТЬ

**основных параметров технического состояния трансформатора
станции (подстанция) _____ № _____, заводской № _____, тип _____,
завод (производитель) _____, год выпуска _____, год ввода эксплуатацию**

**Трансформатор находился в
_____ ремонте**

(вид ремонта)

с " _____ " _____ года до " _____ " _____ года

		Данные эксплуатационных испытаний или изменений	

После

Параметры технического
состояния

Заводские,
проектные
и л и
нормативные
данные

Д о
капитального
ремонта

Примечание

				капитального ремонта	
1	Потери холостого хода, кВт				
2	Сопrotивление изоляции обмоток (R60, МОм) при температуре обмотки трансформатора, оС				Вносятся значения, измеренные мегометром на напряжение 2500 В
3	Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток ($\operatorname{tg} \delta$, %) при температуре обмотки трансформатора, оС				
4	Отношение C2/C50 при температуре обмотки трансформатора, оС				
5	Сопrotивление обмоток постоянному току (R, Ом) при температуре обмотки трансформатора оС _____ Ом				Вносятся значения сопротивления при номинальном положении переключателей. Значения на остальных положениях переключателей указываются в протоколе испытаний
6	Коэффициент трансформации				
1) ВН-СН				
2) ВН-НН				
3) СН-НН				
7	Сопrotивление 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				
8	Сокращенный физико-химический анализ масла из бака трансформатора и устройства регулятора под нагрузкой (при наличии)				
1) влагосодержание, %				
2) наличие механических примесей (г/т)				

3)	наличие водорастворимых кислот и щелочей				В числителе указываются данные анализа масла из бака трансформатора, в знаменателе из устройства регулятор под нагрузкой с указанием даты отбора пробы и температуры масла при отборе
4)	кислотное число, мгКОН/г масла, не более				
5)	температура вспышки паров, оС				
6)	электрическая прочность, кВ				
7)	tg δ при температуре 20 оС, %				

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

кВт – киловатт

МОм – мегаом

В – вольт

Гц - герц

г/т – грамм/тонна

мгКОН/г – миллиграмм Калий ОН/грамм

кВ – киловольт

Приложение 13
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Правила дополнены приложением 13 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

Электрические сети _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния воздушных линий электропередач

на: _____

(указывается диспетчерское наименование участка линии)

год ввода в эксплуатацию _____ линия находилась в

_____ ремонте

(вид ремонта)

с " _____ " _____ года до " _____ " _____ года

	Параметры 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.	Номинальное напряжение, кВ				
2.	Эксплуатационное напряжение, кВ				
3.	Протяженность, км				
4.	Марка и сечение провода				
5.	Количество проводов в фазе				
6.	Количество цепей				
7.	Количество опор				
8.	Наличие схемы плавки гололеда				
9.	Сопротивление изоляции				
10	Измерение сопротивления заземления и заземляющих устройств				
11	Измерение падения напряжения				
12	Измерение падения сопротивления				
13	Испытание изоляторов повышенным напряжением промышленной частоты				

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

кВ – киловольт

км – километр

Приложение 14
к Правилам организации
технического обслуживания и
ремонта оборудования, зданий и
сооружений электростанций,
тепловых и электрических сетей

Сноска. Правила дополнены приложением 14 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 07.03.2019 № 77 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Форма

Электрические сети _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния кабельных линий электропередач

на: _____

(указывается диспетчерское наименование участка линии)

год ввода в эксплуатацию _____

линия находилась в ремонте

с " _____ " _____ года до " _____ " _____ года

	Параметры технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Д а н н ы е эксплуатационных испытаний или изменений		Примечание
			д о ремонта	п о с л е ремонта	
1.	Номинальное напряжение, кВ				
2.	Эксплуатационное напряжение, кВ				
3.	Протяженность, км				
4.	Марка кабеля				
5.	Сечение жилы				
6.	Способ прокладки				
7.	Глубина прокладки				
8.	Количество соединительных муфт				
9.	Допустимая нагрузка				
10.	Измерение сопротивления изоляции				
11.	Испытание повышенным напряжением выпрямленного тока				
12.	Испытание повышенным напряжением промышленной частоты				
13.	Определение активного сопротивления жил				
14.	Определение электрической рабочей емкости жил				
15.	Измерение распределения тока по одножильным кабелям				
16.	Проверка защиты от блуждающих токов				
17.	Испытание на наличие нерастворенного воздуха (пропиточное испытание)				

18	Испытание подпитывающих агрегатов и автоматического подогрева концевых муфт				
19	Контроль состояния антикоррозийного покрытия				
20	Определение характеристик масла и изоляционной жидкости				
21	Измерение сопротивления заземления				

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата).

Примечание:

кВ – киловольт

км – километр