Министерство энергетики Российской Федерации
(Минэнерго России)

ПРИКАЗ

25 октября 2017 г.

№ 1013

Москва

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 50503
от "26" марта 2018 г.

Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»

В соответствии с пунктом 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2017, № 31 (ч.1), ст. 4822) и пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562), п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить прилагаемые требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики».

gost.e-ecolog.ru

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении шести месяцев со дня его официального опубликования.

Министр А.В. Новак

Департамент оперативного контроля
и управления в электроэнергетике
Кудряшова Елена Валерьевна
(495) 631-85-77

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

ПРАВИЛА
организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики

I. Общие положения

1. Настоящие Правила устанавливают требования к организации технического обслуживания, планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта (далее – ТОиР) объектов электроэнергетики (за исключением атомных электростанций), входящих в электроэнергетические системы, а также требования по контролю за организацией ремонтной деятельности указанных объектов субъектами электроэнергетики.

2. Действие настоящих Правил распространяется на используемые в процессах производства, передачи, распределения электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике оборудование, здания и сооружения объектов по производству электрической энергии, в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, установленной мощностью 5 МВт и более и объектов электросетевого хозяйства:

основное, вспомогательное, общестанционное оборудование тепловых и гидравлических электростанций;

технические и программные средства автоматизированных систем управления технологическими процессами (далее – АСУ ТП), тепловой автоматики и измерений (далее – ТАИ) тепловых, гидравлических электростанций и объектов передачи и распределения электрической энергии;

линии электропередачи (далее – ЛЭП), оборудование трансформаторных подстанций (далее – ТП), распределительных устройств (далее – РУ);

устройства релейной защиты и автоматики (далее – РЗА);

средства технологического и диспетчерского управления (далее – СДТУ), включающие в себя инженерную инфраструктуру кабельных линий связи (кабельная канализация, линейно-кабельные сооружения (далее – ЛКС) подземных кабелей связи, ЛКС волоконно-оптических линий связи, смонтированных на воздушной линии электропередачи (далее – ВОЛС-ВЛ), кабельные линии связи, волоконно-оптические линии связи, радиорелейные линии связи (полукомплекты), устройства радиосвязи, устройства высокочастотной связи по воздушной линии электропередачи; канал ТЧ 0,3-3,4 кГц аналоговых систем передачи, основной цифровой канал со скоростью 64 кбит/с цифровых систем передачи плезиохронной цифровой иерархии, автоматические телефонные станции, диспетчерские коммутаторы, абонентские устройства (в том числе устройства регистрации диспетчерских служебных переговоров, поисковой громкоговорящей связи, часофикации, селекторных совещаний), устройства телемеханики, устройства бесперебойного питания, антенно-мачтовые сооружения;

здания и сооружения тепловых и гидравлических электростанций, электрических сетей;

гидротехнические сооружения тепловых и гидравлических электростанций.

3. В настоящих Правилах используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации.

II. Основные положения организации технического обслуживания и ремонта

4. Организация ТОиР должна осуществляться субъектами электроэнергетики в отношении объектов электроэнергетики, принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании, в соответствии с локальными нормативными актами субъектов электроэнергетики (далее – ЛНА), разрабатываемых в соответствии с настоящими Правилами и регламентирующих организацию технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, порядок и правила взаимодействия лиц,

осуществляющих ремонтную деятельность, и устанавливающих требования по:

выбору вида организации ремонта;

организации планирования, подготовки, проведения ремонта и приемки оборудования, зданий и сооружений из ремонта;

организации материально-технического обеспечения запланированного и непланового (аварийного) ремонта;

внутренней системе контроля ремонтной деятельности;

организации и координированию деятельности по поддержанию оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики в исправном техническом состоянии, в котором они соответствуют всем требованиям, установленным в ремонтной документации на них;

обеспечению соответствия отремонтированного оборудования, зданий и сооружений и процессов ТОиР требованиям нормативной и технической документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил;

созданию и обеспечению функционирования системы управления ТОиР, в том числе систем контроля технического состояния и диагностирования оборудования и сооружений;

разработке стратегии и формированию условий, обеспечивающих ТОиР оборудования иностранной разработки или производства, в том числе газотурбинных установок, организациями, оказывающими услуги по ТОиР;

формированию и утверждению в установленные настоящими Правилами сроки перспективных, годовых планов ремонта оборудования, зданий и сооружений, а также обеспечению контроля за их выполнением;

финансированию ТОиР оборудования, зданий и сооружений;

обеспечению производственных процессов ТОиР нормативными, техническими, технологическими, организационно-распорядительными документами, их соблюдению, а также поддержанию в актуальном состоянии;

обеспечению контроля деятельности объектов электроэнергетики, в части выполнения на таких объектах требований законодательства Российской

Федерации о промышленной безопасности, об экологической безопасности, об охране труда и о пожарной безопасности;

обеспечению контроля фактического технического состояния оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики с целью уточнения перечня работ и объемов ТОиР и сроков их выполнения;

проведению систематического анализа информации об авариях, повреждениях, отказах и дефектах оборудования, зданий и сооружений, выявляемых при эксплуатации и ТОиР, выполнению по результатам анализа мероприятий по повышению надежности работы оборудования и сооружений, с целью предотвращения их повторения;

созданию системы контроля качества производственных процессов ТОиР;

формированию требований и технических заданий на разработку конструкторской документации и технических условий на поставку оборудования, в том числе в части обеспечения выполнения требований по ремонтопригодности, поставке ремонтной документации и специальной технологической оснастки для проведения ТОиР;

обеспечению внесения в проектную документацию на новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение объектов электроэнергетики требований по ремонтопригодности энергоустановок, организации и механизации ремонта, наличию площадей для раскладки составных частей оборудования при ремонте, ремонтных площадок;

формированию аварийного запаса оборудования, запасных частей и материалов и обеспечению контроля за его наличием, расходованием и пополнением;

организации подготовки и повышения квалификации персонала, осуществляющего выполнение ТОиР.

5. При разработке ЛНА, указанных в абзаце 1 пункта 4 настоящих Правил, должно учитываться следующее:

а) ремонт субъектам электроэнергетики следует осуществлять с

применением следующих видов организации ремонта оборудования и ЛЭП объектов электроэнергетики:

планово-предупредительный ремонт;

ремонт по техническому состоянию;

б) продолжительность принятого вида организации ремонта должна составлять не менее 12 лет;

в) выполнение ремонта оборудования или его остановы для контроля технического состояния в соответствии с перспективными и годовыми планами в отношении всех видов организации ремонта должно планироваться субъектами электроэнергетики с учетом выполнения следующих условий:

планирование ремонта оборудования ТП ЛЭП, являющимися объектами диспетчеризации, субъектами электроэнергетики должно производиться в порядке и в сроки, установленные Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2007, № 31, ст. 4100; 2014, № 34, ст. 4677) (далее – Правила вывода в ремонт);

планирование ремонта оборудования электростанций и тепловых сетей, являющегося источником тепловой энергии, субъектами электроэнергетики должно производиться в порядке и в сроки, установленные Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 06.09.2012 № 889 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 37, ст. 5009; 2014, № 34, ст. 4677) (далее – Правила вывода в ремонт источников тепловой энергии);

вывод в ремонт включенного в перечень объектов диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике оборудования электростанций, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, должно осуществляться по

согласованию с органом местного самоуправления в соответствии с Правилами вывода в ремонт источников тепловой энергии и субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

г) выполнение работ по ТОиР следует производить при обязательной организационно-технической подготовке и обеспечении МТР и ремонтным персоналом, обладающим квалификацией соответствующей содержанию работ.

д) обеспечение для организации системы внутреннего контроля ремонтной деятельности:

учета оборудования, зданий и сооружений, указанных в пункте 2 настоящих Правил;

определения персонала, ответственного за внутренний контроль соблюдения субъектом электроэнергетики требований, предусмотренных настоящими Правилами;

устранения нарушений обязательных требований, установленных настоящими Правилами;

контроля и участия персонала, ответственного за внутренний контроль, в мероприятиях, проводимых субъектом электроэнергетики в соответствии с настоящими Правилами, и приостановку их выполнения при обнаружении нарушений до их устранения;

документирования проведения мероприятий внутреннего контроля, осуществление учета нарушений настоящих Правил и контроля их устранение.

6. В целях осуществления ремонтной деятельности должны осуществляться:

техническое обслуживание;

ремонт.

7. Техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики состоит в выполнении комплекса технологических операций и организационных действий по поддержанию их работоспособности или исправности при использовании по назначению, ожидании, хранении и

транспортировании. Организация технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики должна осуществляться в соответствии с градостроительным законодательством Российской Федерации, законодательством Российской Федерации о промышленной безопасности, о безопасности зданий и сооружений и в соответствии с ремонтной документацией, указанной в пункте 17 настоящих Правил.

В отношении объекта электроэнергетики должны:

устанавливаться состав работ по техническому обслуживанию и периодичность (график) их выполнения по видам оборудования, по каждому зданию и сооружению;

назначаться исполнители работ по техническому обслуживанию из персонала объекта электроэнергетики или лиц, привлеченных организаций – исполнителей ремонта;

обеспечиваться ведение на материальном носителе или в электронной форме журналов технического обслуживания по видам оборудования, по каждому зданию и сооружению, в которые следует вносить сведения о выполненных работах, сроках выполнения и исполнителях.

8. Ремонты, в зависимости от планирования, следует подразделять на плановые, неплановые и аварийные.

Плановый ремонт также следует подразделять на:

планово-предупредительный ремонт, который следует выполнять с периодичностью, установленной в ремонтной документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил, а объем ремонта должен определяться по типовому перечню ремонтных работ с учетом фактического технического состояния и включать выполнение дополнительных сверхтиповых ремонтных работ для устранения дефектов, выявленных в процессе эксплуатации (при наличии), и по результатам предыдущих ремонта, установленных предписаниями органов государственного надзора (при наличии);

ремонт по техническому состоянию, представляющий собой ремонт, при

котором контроль технического состояния оборудования следует выполнять с периодичностью и в объеме, установленными в ремонтной документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил, а объем и момент начала ремонта должны определяться результатами контроля технического состояния оборудования.

Неплановый ремонт не предусматривается годовым (месячным) графиком ремонта. Неплановый ремонт должен проводиться с целью устранения последствий неисправностей или дефектов, влияющих на нормальную и безопасную эксплуатацию, а также по результатам контроля технического состояния. Если для непланового ремонта требуется вывод из работы объекта диспетчеризации, то данный ремонт должен быть согласован с субъектом оперативно – диспетчерского управления.

Аварийные ремонты должны проводиться в случаях устранения последствий аварии на оборудовании для восстановления его работоспособности.

9. При организации планово-предупредительного ремонта в зависимости от объема выполняемых ремонтных мероприятий ремонты следует подразделять на текущие, средние или капитальные.

При капитальном ремонте оборудования, который выполняется для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, может производиться полная разборка агрегата, ремонт базовых и корпусных деталей и узлов, замена или восстановление всех изношенных деталей и узлов на новые и более современные, сборка, регулирование и испытание агрегата. При проведении капитального ремонта оборудования не должно изменяться его функциональное назначение. Целью капитального ремонта оборудования является восстановление его технико-экономических характеристик до значений, близких к проектным.

При среднем ремонте оборудования выполняется восстановление исправности и частичное восстановление ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем

технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации.

Текущий ремонт оборудования выполняется для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации.

10. Ремонт, в зависимости от типичности объемов и перечня выполняемых ремонтных работ, следует подразделять на типовой или сверхтиповой.

Типовой ремонт должен выполняться в соответствии с типовым перечнем и объемом ремонтных работ и характеризоваться единством содержания и последовательности технологических переходов для группы изделий с общими конструктивными и технологическими признаками.

Типовой перечень и объем ремонтных работ по конкретным типам (видам) оборудования объекта электроэнергетики по текущему, среднему и капитальному ремонту, бороскопической, средней и капитальной инспекции, инспекции тракта горячих газов должны утверждаться субъектом электроэнергетики самостоятельно и формироваться с учетом требований изготовителей оборудования, ремонтной документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил, а также результатов анализа предыдущего ремонта и эксплуатации.

Для оборудования энергоблоков тепловых электростанций, ремонтным циклом которых установлена категорийность капитального ремонта, типовой перечень и объем ремонтных работ должны формироваться по каждой категории капитального ремонта, по среднему и текущему ремонту.

Необходимость в выполнении сверхтипового ремонта, не относящегося к типовому ремонту, выявляется в процессе эксплуатации и по результатам предыдущего ремонта и мероприятий, определенных в предписаниях органов государственного надзора или обусловленных требованиями вновь принимаемых нормативных документов.

11. Вид организации ремонта по техническому состоянию основного энергетического и электротехнического оборудования может применяться, если у

субъекта электроэнергетики имеются:

ЛНА, устанавливающие периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и их допустимые и предельные значения, позволяющие достоверно определять фактическое техническое состояние основного оборудования и его изменение в период до следующего выполнения контроля с учетом отзывов (предложений и рекомендаций) изготовителя оборудования и (или) экспертной организации, аккредитованной в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации;

средства технического диагностирования и автоматизированная система контроля за техническим состоянием основного оборудования, представляющая программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий процесс удаленного наблюдения и контроля за состоянием оборудования и (или) объекта (действующее оборудование), его диагностирование и прогнозирование изменения технического состояния на основе собранных данных (исторические данные о состоянии оборудования) и операционных данных, получаемых от систем сбора данных, установленных на оборудовании.

Решение о применении вида организации ремонта по техническому состоянию следует принимать при выполнении указанных в настоящем пункте условий, индивидуально по каждой единице основного оборудования, комиссией, состав которой должен определяться субъектом электроэнергетики с привлечением организаций-изготовителей оборудования и (или) экспертных организаций, аккредитованных в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации.

12. Применение вида организации ремонта по техническому состоянию вспомогательного оборудования, предназначенного для обеспечения работоспособности основного оборудования, и общестанционного оборудования, не относящегося к оборудованию энергоустановок электростанции и предназначенного для обеспечения ее работоспособности (функционирования),

допускается в случае, если у субъекта электроэнергетики имеются:

ЛНА, устанавливающие периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и их допустимые и предельные значения, позволяющие достоверно определять его фактическое техническое состояние по типам вспомогательного и общестанционного оборудования и его изменение в период до следующего выполнения контроля;

система контроля технического состояния вспомогательного и общестанционного оборудования, устанавливаемая локальным нормативным актом субъекта электроэнергетики.

При выполнении указанных в настоящем пункте условий решение о применении организации ремонта вспомогательного и общестанционного оборудования по техническому состоянию следует принимать индивидуально по каждому типу оборудования, установленного на объекте электроэнергетики, комиссией, состав которой должен определяться субъектом электроэнергетики.

13. Решение субъекта электроэнергетики о применении организации ремонта по техническому состоянию стационарных паровых и водогрейных котлов, для которых Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденных приказом Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116 (зарегистрирован Минюстом России 19.05.2014, регистрационный № 32326), предусмотрен их планово-предупредительный ремонт, следует принимать и согласовывать в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о промышленной безопасности опасных производственных объектов.

14. Вид организации ремонта по техническому состоянию не может применяться в отношении следующих объектов ремонта:

по которым отсутствует ремонтная документация, указанная в пункте 17 настоящих Правил, устанавливающая периодичность, методы и объемы контроля

технического состояния;

по которым установленные ремонтной документацией, указанной в пункте 17 настоящих Правил, методы и объемы контроля технического состояния не позволяют определить фактическое техническое состояние и его изменение в период до следующего выполнения контроля;

гидроагрегатов, находящихся в эксплуатации по истечении срока службы, установленного организацией – изготовителем оборудования;

объектов, эксплуатируемых в зоне индивидуального ресурса продления безопасной эксплуатации;

газовых турбин газотурбинных и парогазовых установок;

основного оборудования энергоблоков, работающих на сверхкритических параметрах пара;

вновь вводимого основного оборудования, находящегося в опытной эксплуатации.

15. При организации ремонта по техническому состоянию оборудования перечень и объем ремонтных мероприятий должны определяться по результатам выполненного контроля и диагностирования его технического состояния.

В зависимости от перечня и объемов ремонтных мероприятий ремонты по техническому состоянию оборудования подразделяются на текущие, средние или капитальные.

Продолжительность ремонта следует определять на основании графика выполнения ремонтных работ, утверждаемого техническим руководителем субъекта электроэнергетики (техническим директором, главным инженером), к сфере ответственности которого в соответствии с его должностной инструкцией относится определение технической политики организации, в том числе организация и контроль выполнения мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту оборудования, зданий и сооружений субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения.

16. Особенности организации ремонта по техническому состоянию и

условия, определяющие возможность его применения по основному, вспомогательному и общестанционному оборудованию тепловых и гидравлических электростанций, подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), ЛЭП, оборудованию подстанций (далее – ПС), СДТУ устанавливаются в соответствующих главах настоящих Правил.

17. Ремонтная документация должна включать:

нормативную документацию, включающую нормативные правовые акты, действие которых распространяется на объекты, в отношении которых осуществляются ремонты (далее – нормативная документация);

техническую документацию, к которой относятся проектная документация, конструкторская документация изготовителей оборудования (чертежи, инструкции по эксплуатации, заводские ремонтные документы, технические паспорта оборудования или сооружений объектов электроэнергетики), информационные сообщения и письма изготовителей оборудования (далее – техническая документация);

технологическую документацию, к которой относятся документы по технологическим процессам ремонта (маршрутные, операционные и технологические карты, технологические инструкции, рабочие программы), а также технологические инструкции изготовителей оборудования (далее – технологическая документация);

организационно-распорядительную документацию, к которой относятся документы по планированию, подготовке и выполнению ТОиР, а также учета и отчетности (планы, графики, программы ремонта, ведомости, протоколы, акты, годовые графики ремонта, разрабатываемые собственником и иным законным владельцем объектов электроэнергетики, утверждаемые субъектом электроэнергетики и (или) организацией – исполнителем ремонта и пересматриваемые с учетом опыта эксплуатации (далее – годовые планы – графики);

проект производства работ (далее – ППР), разрабатываемый организацией

– исполнителем ремонта для подготовки и производства ремонта оборудования и состоящий из комплекта технических и организационно-распорядительных документов с обязательным включением в него главы «Требования безопасности при выполнении работ»;

документы, фиксирующие результаты выполнения ремонта составных частей оборудования и их техническое состояние до и после выполнения ремонтных работ и степень соответствия состояния отремонтированной составной части требованиям нормативной и технической документации (формуляры, карты контроля, карты измерений, протоколы, технические акты на скрытые работы), которые являются отчетными и подлежат представлению в комиссию по приемке оборудования из ремонта;

Если в процессе ремонтной деятельности выявлена необходимость в дополнительной к вышеуказанной ремонтной документации, субъект электроэнергетики вправе разработать и утвердить иную ремонтную документацию.

18. Субъекты электроэнергетики дополнительно к документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил, при ремонте оборудования могут применять:

ремонтные чертежи;

ремонтные эскизы, передаваемые для выполнения работ и изготовления запасных частей, подписанные техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

19. Субъекты электроэнергетики должны устанавливать по каждому типу (виду) оборудования конкретный состав ремонтной документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил, в соответствии с требованиями которой следует осуществлять ТОиР.

20. При отсутствии технических и (или) технологических документов, относящихся к ремонтной документации, субъект электроэнергетики должен обеспечить их утверждение в порядке и сроки, установленные гражданским

законодательством Российской Федерации, законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, о техническом регулировании.

Для производства ТОиР в период, указанный в настоящем пункте, допускается применение рабочей конструкторской документации изготовителей оборудования (чертежи, заводские инструкции), технических актов общего назначения.

21. Допускается предоставление технической, технологической и иной документации при ТОиР зарубежного оборудования, закупленного до вступления в силу настоящих Правил, не в полном объеме при условии заключения долгосрочных договоров на сервисное обслуживание с организациями, уполномоченными на его осуществление.

22. При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции объекта электроэнергетики субъекты электроэнергетики для целей осуществления технического обслуживания и ремонта оборудования, в том числе зарубежного, должны сформировать состав ремонтной документации, учитывающий положения пункта 17 настоящих Правил.

23. Субъекты электроэнергетики должны обеспечить выполнение ТОиР оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики собственным ремонтным персоналом, включающим работников, выполняющих техническое обслуживание и ремонт, монтаж, наладку и испытание электрооборудования, и (или) привлекаемыми к выполнению ТОиР организациями – исполнителями.

24. Субъекты электроэнергетики при осуществлении ТОиР собственными силами должны организовать постоянную работу, направленную на обеспечение готовности к выполнению функциональных обязанностей ремонтного персонала, поддержание и повышение его квалификации.

Ремонтный персонал, осуществляющий ТОиР и не имеющий соответствующего профессионального образования или опыта работы, должен пройти соответствующее обучение для осуществления данных работ.

25. Квалификация ремонтного персонала должна соответствовать

требованиям установленным в ремонтной документации, в соответствии с которой следует производить выполнение ремонта.

26. Квалификация ремонтного персонала, выполняющего работы по ремонту объектов, на которые распространяются нормативные правовые акты Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и (или) нормативные требования по охране труда при эксплуатации электроустановок, должна соответствовать требованиям, установленным соответствующими документами, в том числе Положением об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденным приказом Ростехнадзора от 29.01.2007 № 37 (зарегистрирован Минюстом России 22.03.2007, регистрационный № 9133), с изменениями, внесенными приказами Ростехнадзора от 05.07.2007 № 450 «О внесении изменений в «Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» (зарегистрирован Минюстом России 23.07.2007, регистрационный № 9881), от 15.12.2011 № 714 «О внесении изменений в приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29 января 2007 г. № 37» (зарегистрирован Минюстом России 08.02.2012, регистрационный № 23166), от 19.12.2012 № 739 «О внесении изменения в Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29 января 2007 г. № 37» (зарегистрирован Минюстом России 05.04.2013, регистрационный № 28002) и от 30.06.2015 № 251 «О внесении изменений в Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29 января

2007 г. № 37» (зарегистрирован Минюстом России 27.07.2015, регистрационный № 38208).

27. Количество и квалификация ремонтного персонала в течение всего времени выполнения ремонта должны соответствовать требованиям, установленным в ремонтной документации, а также обеспечивать выполнение ремонтных работ в установленные графиком производства ремонтных работ сроки и требований к качеству выполнения работ, установленных в ремонтной документации.

28. Субъекты электроэнергетики должны обеспечить технологическое оснащение объектов электроэнергетики для осуществления ТОиР, работоспособное и исправное состояние зарегистрированных подъемных сооружений, специальных грузозахватывающих приспособлений и технологической оснастки, поставляемой совместно с оборудованием, постов энергоносителей, ремонтных площадок для размещения узлов и деталей оборудования в процессе ремонта.

29. Номенклатура и количество машин, механизмов, оборудования, технологической оснастки и средств малой механизации, диагностирования и контроля организации – исполнителя ремонта должны соответствовать их номенклатуре и количеству, установленным в ремонтной документации, в соответствии с которой должно производиться выполнение ремонта.

30. Средства технологического оснащения, на которые распространяются требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.11.2013 № 533 (зарегистрирован Минюстом России 31.12.2013, регистрационный № 30992), с изменениями, внесенными приказом Ростехнадзора от 12.04.2016 № 146 «О внесении изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения»,

утвержденные приказом Ростехнадзором от 12 ноября 2013 г. № 533» (зарегистрирован Минюстом России 20.05.2016, регистрационный № 42197), должны соответствовать установленным в них требованиям.

31. До начала производства ремонтных работ субъект электроэнергетики должен обеспечить исправное техническое состояние средств технологического оснащения, диагностирования и контроля.

32. Количество средств технологического оснащения, диагностирования и контроля и их номенклатура в течение всего времени выполнения ремонта объекта должны обеспечивать производство ремонтных работ и их выполнение в установленные графиком производства ремонтных работ сроки.

33. Субъекты электроэнергетики должны обеспечить метрологическое обеспечение объектов электроэнергетики для осуществления ТОиР, в том числе при организации проведения ремонтных работ с привлечением сторонних организаций – исполнителей ремонта.

Метрологическое обеспечение должно осуществляться в соответствии с законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

34. Средства измерений (далее – СИ), применяемые при выполнении ремонтных работ, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.674-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями», утвержденного и введенного в действие Приказом Ростехрегулирования от 15.12.2009 № 1105-ст (Стандартинформ, 2011).

35. Применяемые СИ должны обеспечивать точность измерений, установленную в рабочей конструкторской и проектной документации, технических условиях на ремонт, технологической документации и методиках проведения измерений.

36. Применяемые при выполнении ремонтных работ СИ должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, созданный во исполнение Федерального закона № 102-ФЗ от

26.06.2008 «Об обеспечении единства измерений», иметь действующий паспорт и свидетельство о поверке или калибровке.

37. Субъекты электроэнергетики должны обеспечить материально-техническими ресурсами (далее – МТР) планируемые объемы ТОиР оборудования, зданий и сооружений.

38. Объем обеспечения МТР для ТОиР должен определяться на основании:

смет и калькуляций на выполнение ремонтных работ по конкретным объектам ремонта;

номенклатурных норм расхода запасных частей и материалов по типам оборудования на типовой текущий, средний и капитальный ремонт;

среднегодовых номенклатурных величин расхода запасных частей и материалов для ремонта по типам оборудования для технологических групп учета со значительным количеством однотипного оборудования: арматура, контрольно-измерительные приборы (далее – КИП) и автоматика, электрооборудование местных щитов управления.

При организации ремонта по техническому состоянию потребность в МТР должна определяться по результатам выполненного контроля и диагностирования его технического состояния.

39. Объем обеспечения МТР для проведения ТОиР может быть скорректирован по результатам произведенного учета и анализа:

текущего состояния и состава складских запасов оборудования, запасных частей и материалов для ремонта на момент формирования заявки;

номенклатуры и объемов оборудования, запасных частей и материалов для выполнения ремонта текущего года (предшествующего планируемому);

номенклатуры и объемов оборудования запасных частей и материалов по действующим договорам поставки;

номенклатуры и объемов запасных частей и материалов, планируемых к поставке организациями – исполнителями ремонта.

40. Субъект электроэнергетики должен производить контроль поступления

на склады объектов электроэнергетики МТР для ремонта и обеспечивать проведение входного контроля поступивших МТР, условий их складирования и хранения, а также проверку соответствия поступивших МТР по качеству, номенклатуре и объемам.

41. Субъекты электроэнергетики должны создавать аварийный запас оборудования, запасных частей и материалов для устранения последствий аварий и технологических нарушений (отказов, неисправностей), возникающих в процессе эксплуатации с целью минимизации материального ущерба за счет сокращения времени обеспечения МТР, необходимыми для восстановительных или превентивных работ.

42. Состав и объем оборудования, запасных частей и материалов, включаемых в аварийный запас, должен устанавливаться субъектом электроэнергетики самостоятельно в утверждаемом им ЛНА на основании анализа данных по авариям и повреждаемости оборудования, имевших место в процессе его эксплуатации.

43. Субъекты электроэнергетики должны осуществлять в соответствии с ЛНА, указанным в пункте 42 настоящих Правил:

планирование номенклатуры и объемов аварийного запаса;

приобретение и обеспечение условий хранения аварийного запаса;

использование, пополнение и обновление аварийного запаса.

44. В процессе выполнения работ по ремонту, в том числе в случаях привлечения организаций – исполнителей ремонта, субъекты электроэнергетики должны обеспечивать соблюдение норм законодательства Российской Федерации об охране труда, в том числе Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н (зарегистрирован Минюстом России 12.12.2013, регистрационный № 30593), с изменениями, внесенными приказом Минтруда России от 19.02.2016 № 74н «О внесении изменений в Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 24 июля 2013 г.

№ 328н» (зарегистрирован Минюстом России 13.04.2016, регистрационный № 41781), законодательства Российской Федерации о промышленной безопасности и о пожарной безопасности.

45. Субъектам электроэнергетики на объектах электроэнергетики необходимо:

обеспечивать за 20 дней до начала планового ремонта поставку оборудования, запасных частей и материалов и проведение их входного контроля до начала ремонта;

иметь в наличии ремонтную документацию;

иметь состав собственного ремонтного персонала, обладающего соответствующей квалификацией, в количестве, установленном ремонтной документацией, и (или) обеспечивать своевременное заключение договоров с привлекаемыми к выполнению ремонта организациями – исполнителями ремонта;

обеспечивать работоспособное и исправное состояние стационарных и зарегистрированных подъемных сооружений, специальных грузозахватывающих приспособлений и технологической оснастки, постов энергоносителей, ремонтных площадок для размещения узлов и деталей оборудования в процессе ремонта.

III. Требования к организации технического обслуживания, планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта оборудования, зданий и сооружений тепловых электростанций

46. Техническое обслуживание находящегося в эксплуатации оборудования тепловых электростанций состоит в выполнении комплекса операций по поддержанию его работоспособного или исправного состояния, которые предусмотрены в эксплуатационной и ремонтной документации.

Операции по техническому обслуживанию должны проводиться на работающем или остановленном оборудовании.

В состав работ по техническому обслуживанию включаются следующие мероприятия:

обход по графику и визуальный контроль работающего оборудования для оценки его технического состояния и выявления дефектов;

контроль технического состояния оборудования с применением внешних средств контроля или диагностирования, включая контроль переносной аппаратурой зон нагрева, герметичности, вибрации, а также визуальный и измерительный контроль отдельных сборочных единиц оборудования при необходимости, определяемой технологической документацией, с его частичной разборкой;

замена смотровых стекол, загрузка дроби и шаров, осмотр и замена дефектных бил молотковых мельниц, чистка масляных, мазутных, воздушных и водяных фильтров и отстойников, 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;

обдувка поверхностей нагрева, устранение зашлакований, присосов, пылений, парений, утечек воды, масла, водорода, азота, газа и мазута, обслуживание водомерных колонок;

ревизия, чистка и замена элементов щеточно-контактных аппаратов генераторов и электродвигателей;

очистка смазочных жидкостей с помощью внешних очистительных устройств или замена смазочного материала;

контроль исправности информационно-измерительных систем и СИ, включая их калибровку;

наблюдение за опорами, креплениями, указателями положения трубопроводов;

проверка (испытания) на исправность (работоспособность) оборудования, выполняемая с выводом оборудования из работы или на работающем оборудовании;

устранение отдельных дефектов, выявленных в результате контроля состояния, проверки (испытаний) на исправность (работоспособность);

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

47. Периодичность и объем технического обслуживания оборудования и запасных частей, находящихся на хранении на тепловых электростанциях, в том числе централизованного запаса, должны устанавливаться ЛНА субъекта электроэнергетики.

48. На каждой тепловой электростанции:

должны быть установлены состав работ по техническому обслуживанию и периодичность (график) их выполнения по видам оборудования установок и технологических систем в соответствии с технологической документацией по организации их эксплуатации и технического обслуживания, разрабатываемой с учетом требований изготовителя оборудования и условий эксплуатации;

должны быть назначены ответственные исполнители работ по техническому обслуживанию из персонала электростанции;

должны вестись журналы технического обслуживания (на материальном носителе или в электронной форме) по видам оборудования, в которые следует вносить сведения о выполненных работах, сроках выполнения и исполнителях.

49. Если на объекте электроэнергетики ЛНА не установлен вид организации ремонта по техническому состоянию, то применяется планово-предупредительный вид организации ремонта.

50. Планово-предупредительный ремонт должен предусматривать вывод в ремонт оборудования в соответствии с требованиями настоящих Правил и требованиями ремонтной документации.

51. Планово-предупредительный ремонт применяется к следующим объектам:

основное оборудование тепловых электростанций (паровой котел, котел-

утилизатор, паровая турбина, газовая турбина, турбогенератор, трансформатор);

вспомогательное и общестанционное оборудование;

установка (котельная, паротурбинная, газотурбинная, генераторная, трансформаторная), включающая основное оборудование и обеспечивающее его работу вспомогательное оборудование, предназначенные для производства, преобразования и передачи тепловой или электрической энергии.

52. Вид ремонта установки должен определяться видом ремонта основного оборудования, входящего в состав установки.

Вид ремонта энергоблока должен определяться видом ремонта входящей в его состав установки, имеющей наибольший объем ремонтных работ и определяющей продолжительность ремонта энергоблока.

53. Вид ремонта вспомогательного оборудования может отличаться от вида ремонта основного оборудования установки.

На тепловой электростанции должен быть определен перечень вспомогательного и общестанционного оборудования с указанием места его установки, ремонт которого должен производиться:

а) в процессе ремонта основного оборудования;

б) в процессе эксплуатации основного оборудования;

в) при нахождении в резерве основного оборудования.

При выполнении ремонтных работ вспомогательного и общестанционного оборудования в случаях, указанных в подпунктах «б», «в» настоящего пункта, должны быть обеспечены условия выполнений диспетчерских графиков тепловой и (или) электрической нагрузки и аварийной готовности к включению соответственно.

54. Порядок планирования, периодичность и продолжительность ремонта должен быть установлен субъектом электроэнергетики в соответствии с требованиями настоящих Правил.

55. Проведение планового ремонта должно совмещаться по срокам проведения с работами по техническому перевооружению и модернизации

основного и вспомогательного оборудования.

56. Капитальный ремонт технических устройств (оборудования), применяемых на опасных производственных объектах, должен производиться в соответствии с нормами Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588; 2017, № 11, ст. 1540) (далее – Закон о промышленной безопасности) и Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденными приказом Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116 (зарегистрирован Минюстом России 19.05.2014, регистрационный № 32326).

57. В отношении всех видов организации ремонта субъекты электроэнергетики должны планировать ремонты основного, вспомогательного, общестанционного энергетического оборудования электростанций с учетом необходимости выполнения следующих критериев:

обеспечение возможного сокращения суммарного годового ремонтного периода;

обеспечение планирования ремонта в части объемов ремонтного снижения мощности, состава и параметров оборудования с учетом особенностей различных погодных периодов года и периода паводка;

обеспечение возможного сокращения суммарного годового ремонтного снижения мощности, обусловленного ремонтом вспомогательного, общестанционного оборудования и сооружений, в том числе минимизации времени нахождения оборудования в вынужденном простое, путем совмещения проведения указанного ремонта по времени с ремонтом соответствующего основного оборудования;

совмещение ремонта котельного оборудования, работающего на главный паропровод очереди электростанции, с ремонтом генерирующего оборудования

той же очереди для тепловых электростанций с поперечными связями по пару.

58. Планирование ремонта оборудования при выборе планово-предупредительного вида организации ремонта должно включать в себя разработку:

перспективных планов ремонта основного оборудования электростанций;

годовых и месячных графиков ремонта основного оборудования электростанций;

годовых и месячных планов ремонта вспомогательного оборудования электростанций;

годовых и месячных планов ремонта общестанционного оборудования.

59. Субъекты электроэнергетики при формировании перспективных планов ремонта энергоблоков и установок должны планировать виды, сроки и объемы ремонта по годам планируемого периода с учетом:

мероприятий, предусматриваемых инвестиционными программами, программами технического перевооружения и реконструкции, программами вывода из эксплуатации;

планируемых величин наработки оборудования в часах по годам перспективного плана с учетом средней за последние 5 лет наработки оборудования в год;

обеспечения поставки запасных частей и оборудования с длительным сроком изготовления;

выполнения ремонта (модернизации) составных частей основного оборудования в условиях организации-изготовителя;

изменений условий эксплуатации (изменение режимов работы или состава оборудования, перевод на другой вид топлива, консервация);

обеспечения финансирования выполнения ремонта по годам планируемого периода и их источников.

60. При перспективном и годовом планировании ремонта по перечню и объемам ремонтных работ их продолжительность устанавливается:

для энергоблоков, установленная мощность которых составляет 150-1200 МВт, – в соответствии с ремонтными циклами, видами и продолжительностью ремонта согласно приложению № 1 к настоящим Правилам;

для оборудования с поперечными связями – в соответствии с продолжительностью и периодичностью планового ремонта энергоустановок тепловых электростанций с поперечными связями согласно приложению № 2 к настоящим Правилам;

для оборудования парогазовых и газотурбинных установок – в соответствии с регламентами ремонта, установленными поставщиками (изготовителями) такого оборудования.

61. Ремонтный цикл, виды и продолжительность ремонта энергоблоков 150 – 1200 МВт установлены по каждой мощностной группе с учетом вида сжигаемого топлива и конструктивных особенностей паровых котлов, входящих в состав энергоблоков, и приведены в приложении № 1 к настоящим Правилам.

Ремонтный цикл, устанавливающий календарный межремонтный период, периодичность и продолжительность ремонта, рассчитан на основе межремонтного ресурса энергоблоков, определенного из условия ежегодной наработки (рабочего времени), равной 6800 часам. Величина наработки соответствует оптимальной загрузке энергоблоков, принятой при разработке технико – экономических нормативов системы ППР.

Продолжительность каждого вида ремонта должна исчисляться в календарных сутках, включая выходные дни, но исключая праздничные дни. Продолжительность следует принимать исходя из условия выполнения перечня типовых работ типового ремонта по графику выполнения ремонтных работ в две смены.

В случае изменения характеристик и видов сжигаемого топлива по сравнению с проектным видом топлива, которое учтено при разработке нормативного межремонтного ресурса и формировании ремонтного цикла, субъект электроэнергетики в течение 1 года с возможным привлечением

изготовителей основного оборудования энергоблока или экспертных организаций, аккредитованных в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации, должен произвести корректировку перечня ремонтных работ по видам типового ремонта, сформировать обосновывающие документы по величине нового нормативного межремонтного ресурса и структуры ремонтного цикла.

62. При разработке перспективного плана и годового графика ремонта оборудования должны учитываться следующие условия:

первый капитальный ремонт после монтажа энергоблоков и установок, ранее не эксплуатируемых на объектах электроэнергетики, планируется на период, определяемый требованиями организаций-изготовителей оборудования. Сроки вывода в ремонт могут быть изменены в зависимости от фактического технического состояния оборудования, контролируемого в процессе эксплуатации;

первый капитальный (средний) ремонт после монтажа энергоблоков и установок, ранее эксплуатируемых на объектах электроэнергетики, планируется на период, определяемый структурой ремонтных циклов, установленных в настоящих Правилах, если иное не установлено требованиями организаций-изготовителей оборудования;

ремонт корпусов котлов дубль-блоков планируется с одновременным остановом и пуском обоих корпусов или со сдвигом останова и пуска одного из корпусов, определяемым технологией ремонта и условиями эксплуатации;

ремонт общестанционного оборудования, связанного со снижением рабочей мощности электростанции, планируется одновременно с ремонтом основного оборудования.

63. Основой для формирования перспективного плана ремонта энергоблоков и установок тепловой электростанции должны являться:

прогнозируемая средняя наработка в часах (эквивалентных или календарных) по каждому году перспективного плана;

нормативный межремонтный ресурс между капитальным ремонтом для конкретных видов энергоблоков и установок, установленный в соответствии с приложениями № 1 и № 2 к настоящим Правилам;

календарная продолжительность ремонтного цикла энергоблока или установки, соответствующая интервалу времени в годах от момента окончания предшествующего капитального ремонта до момента выхода энергоблока или установки в последующий капитальный ремонт, определяемая отношением величины нормативного межремонтного ресурса к величине среднегодовой наработки в часах (эквивалентных или календарных) в планируемый период.

64. Прогнозируемая средняя наработка в часах по каждому году перспективного плана должна определяться на основе планируемых субъектом электроэнергетики на период 5 лет величин выработки электрической и тепловой энергии. Для планирования прогнозной наработки в эквивалентных часах дополнительно должны применяться коэффициенты приведения, предоставленные организациями-изготовителями оборудования.

В случае отсутствия величин планируемой выработки электрической энергии на момент формирования перспективного плана ремонта энергоблоков и установок величина прогнозируемой средней наработки энергоблока или установки следует принимать равной средней наработке энергоблока или установки за один полный календарный год в период 5 лет, предшествующий моменту формирования перспективного плана.

65. При определении календарной продолжительности ремонтного цикла должны учитываться следующие условия:

а) капитальный ремонт энергоблока или установки должен производиться в сроки, соответствующие срокам исчерпания нормативного межремонтного ресурса;

б) при наличии условий, установленных ЛНА субъекта электроэнергетики, допускается увеличение ресурса сверх нормативного на величину не более половины средней годовой наработки энергоблока или установки;

в) в случаях если среднегодовые наработки энергоблока или установки, составляют менее 6800 часов, при этом рассчитанная календарная продолжительность ремонтного цикла превышает 8 лет, субъект электроэнергетики по истечении 8 лет с даты окончания последнего капитального ремонта должен принимать документально оформленное и согласованное с экспертной организацией, аккредитованной в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации, одно из следующих решений:

о дальнейшей эксплуатации и сохранении действующей структуры и продолжительности ремонтного цикла;

о дальнейшей эксплуатации и изменении действующей структуры и продолжительности ремонтного цикла;

о прекращении дальнейшей эксплуатации и проведении капитального ремонта.

66. Формирование перспективного плана ремонта основного оборудования электростанции должно производиться в следующей последовательности:

1) должны устанавливаться ремонтные циклы, их структура (последовательность и продолжительность текущего, среднего и капитального ремонта) и нормативные межремонтные ресурсы для каждой группы энергоблоков и установок конкретной электростанции, имеющих однотипное основное оборудование, в соответствии с приложениями № 1 и № 2 к настоящим Правилам. В соответствии с пунктом 64 настоящих Правил по каждой группе энергоблоков и установок, имеющих однотипное основное оборудование, субъектом электроэнергетики должна определяться прогнозируемая средняя наработка энергоблока или энергоустановки за один полный календарный год;

2) по принятой величине прогнозируемой средней наработки энергоблока или установки за один календарный год и нормативному межремонтному ресурсу разрабатывается ремонтный цикл, соответствующий принятой наработке, с учетом пункта 65 настоящих Правил.

67. Перспективный план ремонта основного оборудования электростанций должен разрабатываться субъектами электроэнергетики на 5 лет и содержать следующие сведения:

вид ремонта;

продолжительность ремонта;

перечень сверхтиповых работ;

дата завершения предыдущего капитального ремонта;

наработка: с начала эксплуатации; от последнего капитального ремонта; нормативная между капитальными ремонтами.

Рекомендуемый образец перспективного плана ремонта основного оборудования электростанций приведен в приложении № 3 к настоящим Правилам.

68. Перспективный план ремонта ежегодно должен пересматриваться со смещением периода планирования на один год и с корректировкой и уточнением ранее утвержденных показателей плана, при этом следует производить уточнение календарной продолжительности ремонтного цикла с учетом фактического числа часов работы энергоблоков или установок за истекший год планируемого периода и результатов контроля технического состояния оборудования.

69. Годовой график ремонта должен разрабатываться на планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным планом с учетом:

фактического технического состояния оборудования энергоблоков или установок;

результатов выполнения программы технического перевооружения и реконструкции;

фактической наработки от последнего капитального ремонта.

Годовой график ремонта основного оборудования электростанций должен разрабатываться субъектами электроэнергетики и содержать следующие сведения:

вид ремонта;

планируемая дата начала и окончания ремонта;

перечень сверхтиповых работ;

дата завершения предыдущего капитального ремонта;

наработка: от последнего капитального ремонта; нормативная между капитальными ремонтами.

Рекомендуемый образец годового графика ремонта основного оборудования электростанций приведен в приложении № 5 к настоящим Правилам.

В годовом графике ремонта должны указываться основные объемы и перечень сверхтиповых работ, а в случае совмещения работ по ремонту и техническому перевооружению должны указываться также основные объемы работ по техническому перевооружению.

70. В случаях если годовым графиком ремонта предусматривается производство в плановый ремонт (капитальный, средний или текущий) объемов ремонтных работ, требующих для своего выполнения увеличения продолжительности ремонта установки более нормативной, решение о продолжительности ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

71. В случаях если по результатам испытаний, диагностирования, контроля и других проведенных исследований по определению фактического технического состояния основного оборудования выявлена необходимость проведения капитального ремонта установки с межремонтным ресурсом меньше нормативного межремонтного ресурса, решение о включении в годовой график следующего года этого ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики. При этом исчисление нормативного межремонтного ресурса начинается с момента окончания капитального ремонта.

72. Для обеспечения равномерной занятости ремонтного персонала в течение года при разработке планов следует предусматривать сроки выполнения:

капитального ремонта резервного вспомогательного оборудования в периоды между капитальными ремонтами основного оборудования;

капитального ремонта общестанционного оборудования, отключение которого не ограничивает рабочую мощность электростанции, в периоды между ремонтами основного оборудования.

73. Разработка и согласование планов ремонта с субъектом оперативно-диспетчерского управления должны производиться в следующем порядке:

1) перспективный план ремонта должен разрабатываться субъектом электроэнергетики и утверждаться до 1 марта года, предшествующего планируемому;

2) предложения по годовым и месячным графикам ремонта основного оборудования должны разрабатываться субъектом электроэнергетики и представляться субъекту оперативно-диспетчерского управления в порядке и в сроки, установленные Правилами вывода в ремонт.

Корректировка годового графика ремонта основного оборудования (увеличение (уменьшение) продолжительности ремонта, изменение сроков вывода и окончания ремонта без изменения продолжительности ремонта, исключение ремонта) должна производиться на этапе месячного планирования с предоставлением субъектом электроэнергетики субъекту оперативно-диспетчерского управления причин изменения сроков ремонта или их невыполнения (исключении из графика) и обосновывающих документов, подтверждающих текущее техническое состояние оборудования (в случае исключения объемов ремонтных работ).

Все изменения графика ремонта основного оборудования следует направлять лицам и организациям, привлекаемым к ремонту.

74. Годовые (месячные) планы ремонта общестанционного и вспомогательного оборудования должны разрабатываться с учетом годовых (месячных) графиков ремонта основного оборудования и утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

75. Состав организационно-технических мероприятий по подготовке оборудования к ремонту и сроки их выполнения должны устанавливаться в планах подготовки к ремонту оборудования.

76. Субъекты электроэнергетики должны разработать:

перспективный план подготовки к ремонту установок и оборудования на период 5 лет, совпадающий с периодом реализации перспективного плана ремонта оборудования. В случаях если структура энергоблоков и установок в планируемый период не изменяется или их количество уменьшается в связи с выводом из эксплуатации, а также при организации ремонта по техническому состоянию решение о разработке перспективного плана подготовки к ремонту установок и оборудования должно приниматься по усмотрению субъекта электроэнергетики;

годовой план подготовки к ремонту установки и оборудования, разрабатываемый в целях реализации годового графика ремонта субъектом электроэнергетики;

план подготовки к ремонту установки и оборудования после согласования и утверждения ведомости планируемых работ по его ремонту согласно пунктам 77 и 79 настоящих Правил, но не позднее, чем за 2 месяца до начала ремонта.

Субъект электроэнергетики вправе не разрабатывать отдельный план подготовки к ремонту установки и оборудования, а включить его в виде раздела в годовой план подготовки к ремонту по тепловой электростанции.

Сформированный план подготовки к ремонту установки и оборудования должен утверждать технический руководитель субъекта электроэнергетики.

Рекомендуемый перечень организационно-технических мероприятий, включаемых в перспективный и годовой план подготовки к ремонту установки и оборудования приведен в приложении № 7 к настоящим Правилам. Рекомендуемый образец перспективного (годового) плана подготовки к ремонтам приведен в приложении № 8 к настоящим Правилам.

77. Одновременно с разработкой годового графика ремонта основного оборудования и годового плана ремонта вспомогательного и общестанционного

оборудования должны составляться ведомости планируемых работ по ремонту установок и оборудования (далее – ведомость планируемых работ по ремонту), рекомендуемый образец которой приведен в приложении № 9 к настоящим Правилам.

78. При составлении ведомости планируемых работ по ремонту должны учитываться:

перечень, объем и периодичность ремонта;

нормы и нормативы на выполнение планового ремонта оборудования;

требования ремонтной документации;

требования предписаний органов государственного надзора;

данные отчетных документов предыдущего капитального (среднего) ремонта;

данные о повреждаемости конкретного оборудования и его составных частей, причинах ремонта, повторяемости дефектов, показателях надежности аналогичного оборудования;

данные доремонтных испытаний оборудования;

результаты мониторинга и оценки фактического технического состояния оборудования;

выполнение мероприятий из актов расследования причин аварий, карт отказов в работе.

79. Ведомость планируемых работ по ремонту должна утверждаться не позднее, чем за 2 месяца до начала ремонта техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Изменения в ведомости планируемых работ должны вноситься по результатам:

доремонтных испытаний установки с оформлением соответствующих ведомостей параметров технического состояния установок и оборудования, рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях № 10 – 18 к настоящим Правилам;

дефектации оборудования.

Все изменения объема ремонта, установленные по результатам испытаний до ремонта и дефектации оборудования, должны оформляться ведомостью дополнительных работ по ремонту и протоколом исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту, рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях № 19 и № 20 к настоящим Правилам.

Все изменения объема ремонта согласовываются с организациями – исполнителями ремонта и утверждаются техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

80. Ремонтная документация, предоставляемая субъектом электроэнергетики организации – исполнителю ремонта, должна включать в себя:

а) конструкторскую и технологическую документацию на специализированные работы по ремонту оборудования и его составных частей, выполнение которых требует разработки организацией – исполнителем ремонта технологии и специальной оснастки для производства этих работ;

б) утвержденную ведомость объема ремонтных работ, включая объем работ по контролю и обследованию металла, конструкторскую и технологическую документацию на все предусматриваемые при ремонте конструктивные изменения узлов и систем оборудования, не требующие специальной подготовки и оснастки для их выполнения;

в) проектную, технологическую и организационно-распорядительную документацию, в том числе: план размещения узлов и крупных деталей ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схемы транспортных перемещений внутри цехов и на территории электростанции, схемы постов энергоносителей и документацию, установленную договором на выполнение ремонтных работ между субъектом электроэнергетики и организацией-исполнителем ремонта;

г) документы о ранее выполненных ремонтах оборудования, данные результатов мониторинга и оценки фактического технического состояния и

данные по отказам оборудования в процессе эксплуатации;

д) данные по результатам доремонтных испытаний оборудования.

81. Не позднее, чем за 20 дней до начала ремонта:

1) субъект электроэнергетики, организации – исполнители ремонта должны провести совместные проверки выполнения подготовительных работ в соответствии с планом подготовки к ремонту, результаты которых оформить актами, фиксирующими выполнение этих работ;

2) каждая организация – исполнитель ремонта, участвующая в ремонте должна:

определить состав бригад (участков) по ремонту отдельных узлов (систем) оборудования по численности, квалификации и профессиям в соответствии с графиком выполнения ремонтных работ;

назначить ответственных представителей для участия во входном контроле оборудования, запасных частей и материалов, дефектации, подготовке технических решений, контроле качества, приемке из ремонта узлов и систем оборудования;

назначить руководителей работ по ремонту отдельных видов оборудования в соответствии с перечнем и объемом работ, принятыми по договору;

назначить лиц, ответственных за охрану труда и материально-техническое обеспечение;

3) субъект электроэнергетики назначает ответственных представителей для участия во входном контроле оборудования, запасных частей и материалов, дефектации, подготовке технических решений, контроле качества, приемке из ремонта узлов и систем оборудования и лиц, ответственных за материально-техническое обеспечение, а также передает организации – исполнителю ремонта перечень скрытых работ с указанием ответственных лиц за их комиссионную приемку в соответствии с графиком выполнения ремонтных работ.

82. Общее руководство ремонтом и координацию действий всех организаций, принимающих участие в ремонте, должно осуществлять лицо, назначенное субъектом электроэнергетики (далее – общий руководитель ремонта).

Общий руководитель ремонта может являться работником организации – исполнителя ремонта в случае, если договором о выполнении ремонтных работ предусмотрено его назначение. При этом такое назначение должно оформляться совместным приказом субъекта электроэнергетики и организации – исполнителя ремонта.

Организация работы по нарядам-допускам и назначение руководителей работ по нарядам должны производиться в соответствии с установленным порядком, определяемым правилами охраны труда.

83. Не позднее, чем за 10 дней до начала ремонта комиссии, состав которой должен определяться субъектом электроэнергетики, следует производить проверку готовности электростанции к капитальному (среднему) ремонту энергоблока (установки) с составлением акта, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 21 к настоящим Правилам.

84. В случае принятия комиссией решения о неготовности электростанции к ремонту срок начала ремонта, его продолжительность и объем ремонтных работ должны определяться субъектом электроэнергетики в порядке, установленном пунктом 73 настоящих Правил.

85. До начала ремонтных работ производственные бригады должны быть ознакомлены с объемом ремонтных работ, сроком ремонта, графиком выполнения ремонтных работ, мероприятиями по безопасности труда, противопожарными мероприятиями и правилами внутреннего распорядка.

86. Временем начала ремонта энергоблоков, газотурбинных установок (в том числе в составе парогазовых установок), паротурбинных установок с поперечными связями и трансформаторов считается время отключения генератора (трансформатора) от электрической сети.

Временем начала ремонта паровых котлов неблочных тепловых

электростанций считается время отключения котла от станционного паропровода острого пара.

При выводе основного оборудования в ремонт из резерва началом ремонта считается время, указанное субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в разрешении на вывод оборудования в ремонт, по заявке, поданной субъектом электроэнергетики.

87. Временем начала ремонта вспомогательного оборудования, ремонтируемого отдельно от основного и общестанционного оборудования, считается время вывода в ремонт, установленное начальником смены электростанции.

88. Вывод в ремонт установки должен производиться в соответствии с месячным графиком ремонта основного оборудования с разрешения субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике по программе, утвержденной техническим руководителем субъекта электроэнергетики. Указанная программа должна предусматривать:

проведение эксплуатационных доремонтных испытаний по специальной программе, составленной в соответствии с обязательными требованиями, устанавливающих порядок разработки, согласования и утверждения программ испытаний на тепловых электростанциях.

Испытания должны проводиться не ранее чем за месяц и не позднее, чем за 5 дней до вывода в ремонт.

Для установок, по которым отдельные параметры технического состояния могут быть определены только после вывода установки в ремонт, предремонтные эксплуатационные испытания должны быть завершены не позднее 10 дней с начала ремонта.

Результаты испытаний должны заноситься в ведомости параметров технического состояния установок (оборудования), рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях №№ 10 – 18 к настоящим Правилам;

уборку 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 (окончательная уборка котлоагрегатов, работающих на пылеугольном топливе, должна производиться после останова с разборкой электросхем оборудования);

срабатывание топлива в бункерах котла при его останове, обдувку поверхностей нагрева и стряхивание электродов электрофильтров. Зола и шлак из бункеров и леток должны быть спущены в каналы системы гидрозолоудаления и удалены на золоотвал;

принудительное расхолаживание паровых турбин при останове и промывку проточной части турбины под нагрузкой, необходимость которой должна определяться по результатам доремонтных испытаний.

89. После останова оборудования в ремонт персонал электростанции должен:

произвести все отключения, обеспечивающие безопасные условия производства работ в соответствии с требованиями охраны труда и федеральными нормами и правилами в сфере промышленной безопасности. Отключения должны производиться согласно программе и графику, утвержденным техническим руководителем субъекта электроэнергетики. При выполнении операций по отключению персонал электростанции должен обеспечить возможность начала ремонтных работ на узлах и системах установки в сроки, предусмотренные графиком выполнения ремонтных работ;

выдать общий наряд-допуск (наряд-допуск) на ремонт оборудования и обеспечить функционирование системы допуска производственного персонала организации – исполнителя ремонта на рабочие места в течение всего срока выполнения ремонтных работ;

установить режим работы подразделений обеспечения (в том числе центральных ремонтных мастерских, компрессорных, газогенераторных и кислородных станций, складов, лабораторий), а также грузоподъемных и

транспортных средств (в том числе кранов, лифтов) в соответствии с графиком выполнения ремонтных работ;

выполнить подключение электроприводов механизмов и инструмента, средств электросварки и термообработки к электросборкам в сроки согласно заявкам временных подключений и графику выполнения ремонтных работ;

передать на период выполнения ремонта штатную технологическую оснастку, специальные съемные грузозахватные приспособления и такелаж, полученные совместно с оборудованием от его изготовителей;

организовать выполнение поэтапных, поузловых и предпусковых испытаний, различных видов контроля, предусмотренных нормативной и технологической документацией на ремонт конкретных видов (типов) оборудования.

90. Ответственные представители субъекта электроэнергетики, назначенные в соответствии с пунктом 81 настоящих Правил должны:

участвовать в проведении входного контроля применяемых при ремонте материалов и запасных частей;

осуществлять организацию контроля персоналом электростанции за ходом ремонта и проверок качества выполнения ремонтных работ, не вмешиваясь в деятельность организаций исполнителей ремонта;

участвовать в дефектации оборудования, основных узлов оборудования;

определять по результатам дефектации необходимость выполнения запланированных и дополнительных объемов ремонтных работ. При этом должна составляться ведомость дополнительных работ по ремонту и протокол исключения работ, рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях № 19, № 20 к настоящим Правилам соответственно;

оформлять совместно с организациями – исполнителями ремонта акт дефектации оборудования и акт о выявленных дефектах оборудования, рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях № 22 и № 23 к настоящим Правилам соответственно;

решать вопрос о необходимости замены некоторых материалов для ремонта и составить акт об использовании для ремонта материалов – заменителей, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 24 к настоящим Правилам;

по завершении ремонта составить ведомость выполненных работ по ремонту, рекомендуемый образец которой приведен в приложении № 25 к настоящим Правилам;

принимать предъявляемые к сдаче отремонтированные узлы и отремонтированное оборудование в целом и контролировать его опробование.

Опробование (испытание) отдельных видов оборудования, систем и механизмов в процессе ремонта до предъявления комиссии по приемке должно проводиться персоналом электростанции в соответствии с действующими инструкциями по эксплуатации, правилами охраны труда, правилами пожарной безопасности под непосредственным руководством ответственного руководителя электростанции, в ведении которого находится опробуемое оборудование, при обязательном участии организации – исполнителя ремонта.

По результатам опробования (испытаний) оборудования должны составляться отчетные документы, перечень которых устанавливается субъектом электроэнергетики и направляется организации – исполнителю ремонта.

91. Субъект электроэнергетики вправе вмешаться в производство работ, выполняемых организацией – исполнителем ремонта, если последняя:

своими действиями вызвала угрозу нарушения нормальной эксплуатации действующего оборудования, нарушает правила охраны труда, обязательные требования, установленные нормативными правовыми актами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, правилами пожарной безопасности;

выполняет работы с нарушением согласованного графика выполнения ремонтных работ (окончание работ в срок оказывается под угрозой);

допустила и не устранила дефекты, которые могут быть скрыты

последующими работами, и не произвела приемку скрытых работ с участием ответственных представителей субъекта электроэнергетики;

не выполняет требования ремонтной документации.

92. Субъект электроэнергетики при проведении контроля ремонтных работ обязан:

осуществлять входной контроль качества применяемых материалов и запасных частей, к осуществлению которого по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики могут привлекаться организации – исполнители ремонта;

проводить оперативный контроль качества выполняемых ремонтных работ;

обеспечивать сдачу по акту скрытых работ в соответствии с ходом исполнения графика выполнения ремонтных работ;

контролировать соответствие отремонтированных составных частей и деталей требованиям ремонтной документации.

93. Субъект электроэнергетики совместно с организациями – исполнителями ремонта должен рассмотреть выявленный по результатам дефектации оборудования объем дополнительных ремонтных работ, возможность и сроки их выполнения в плановый срок или сформировать обосновывающие материалы на продление срока ремонта в соответствии с пунктом 74 настоящих Правил.

В обосновании продления срока ремонта субъект электроэнергетики должен указывать причины отличия планового и фактического объемов ремонтных работ.

94. В случаях если выявленные дефекты не могут быть устранены в процессе ремонта в полном объеме в соответствии с требованиями ремонтной документации, субъект электроэнергетики совместно с организациями – исполнителями ремонта должен принимать технические решения о сроках и порядке устранения дефектов оборудования. Сроки выполнения мероприятий по каждому техническому решению не должны превышать 12 месяцев с момента их

принятия, кроме случаев требующих получения соответствующего согласования организации – изготовителя оборудования или аккредитованной экспертной организации в порядке, установленном законодательством Российской Федерации об аккредитации.

95. Субъект электроэнергетики должен производить приемку установок из капитального, среднего или текущего ремонта.

Порядок и условия приемки установок из типового текущего ремонта и необходимость проведения приемо-сдаточных испытаний после текущего ремонта должны устанавливаться субъектом электроэнергетики.

При выполнении в процессе текущего ремонта сверхтиповых ремонтных работ приемка из текущего ремонта должна производиться в порядке, аналогичном приемке установок из капитального или среднего ремонта.

96. Приемку установок из капитального и среднего ремонта должна производить комиссия по приемке из ремонта, возглавляемая техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Состав комиссий по приемке из ремонта электростанции должен определяться субъектом электроэнергетики.

Приемку вспомогательного и общестанционного оборудования из ремонта должны осуществлять комиссии по приемке из ремонта, возглавляемые руководителями подразделений объекта электроэнергетики, в ведении которых находится ремонтируемое оборудование.

97. Комиссии по приемке из ремонта должны осуществлять:

контроль документации, составленной перед ремонтом, в процессе ремонта и после ремонта и отражающей техническое состояние оборудования и качество выполненных ремонтных работ;

предварительную оценку качества отремонтированных установок и их оборудования, а также оценку качества выполненных ремонтных работ;

оценку соответствия требованиям правил пожарной безопасности отремонтированного оборудования;

уточнение технического состояния оборудования по данным эксплуатации в течение подконтрольной эксплуатации, проводимой с целью получения дополнительной информации, а также по данным приемо-сдаточных испытаний;

окончательную оценку качества отремонтированных энергоустановок и оценку качества выполненных ремонтных работ.

98. Приемка установок из ремонта должна производиться по программе, согласованной с организациями – исполнителями ремонта и утвержденной техническим руководителем субъекта электроэнергетики (далее – программа приемки).

Программа приемки должна содержать:

перечень приемо-сдаточных испытаний, сроки и ответственных за их проведение лиц;

программы приемо-сдаточных испытаний установок, сроки и ответственных за их выполнение;

сроки и ответственных за проверку отчетной ремонтной документации;

сроки и ответственных за опробование и приемку отдельных видов оборудования;

особые условия приемки отдельных видов оборудования из ремонта;

другие мероприятия, связанные с проведением приемо-сдаточных испытаний.

99. Организации – исполнителю ремонта необходимо представить комиссии по приемке документацию, составленную в процессе ремонта, в том числе:

ведомость выполненных работ по ремонту;

протоколы технических решений по выявленным, но не устраненным дефектам;

формуляры, карты контроля, карты измерений, протоколы и иные документы, характеризующие (фиксирующие) техническое состояние составных частей оборудования до и после выполнения ремонтных работ и степень

соответствия отремонтированных составных частей требованиям нормативно-технической документации;

результаты входного контроля, сертификаты на использованные в процессе ремонта материалы и запасные части;

протоколы опробования отдельных видов оборудования, входящего в энергоустановку;

акты приемки скрытых работ;

акты приемки на чистоту рабочих мест после выполнения ремонтных работ;

документы по выполнению ремонта, установленные договором на выполнение ремонта, заключенным между субъектом электроэнергетики и организацией – исполнителем ремонта.

Документация предъявляется комиссии по приемке не позднее, чем за 2 дня до окончания ремонта. Перечень документации, указанный в настоящем пункте Правил, должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

100. После ремонта должны проводиться приемо-сдаточные испытания установок и отдельных систем для проверки качества сборки и регулировки, а также для проверки эксплуатационных показателей на соответствие установленным требованиям.

Испытания должны проводиться по программе, составленной в соответствии с обязательными требованиями, устанавливающими порядок разработки, согласования и утверждения программы испытаний на тепловых электростанциях.

101. Приемо-сдаточные испытания установки должны проводиться в два этапа: испытания при пуске и испытания под нагрузкой.

Сроки проведения приемо-сдаточных испытаний должны обеспечивать включение энергоустановки под нагрузку согласно графику выполнения ремонтных работ.

102. Испытания должны проводиться по программе, утвержденной техническим руководителем субъекта электроэнергетики, согласованной с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Программа приемо-сдаточных испытаний должна включать:

на этапе пуска – порядок проведения испытаний вспомогательных систем и оборудования установки, продолжительность испытаний, лиц, ответственных за проведение испытаний и особые указания (при наличии);

на этапе испытаний под нагрузкой – перечень режимов и контролируемых параметров, продолжительность испытаний, лиц, ответственных за проведение испытаний.

Программа приемо-сдаточных испытаний должна соответствовать Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденным приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 (зарегистрирован Минюстом России 20.06.2003, регистрационный № 4799) (далее – ПТЭ) и инструкциям по эксплуатации оборудования.

103. По результатам контроля установки, испытаний и опробования оборудования, проверки и анализа документации, составленной в соответствии с пунктом 100 настоящих Правил, комиссия по приемке должна установить возможность пуска установки.

104. Пуск установки должен производиться по разрешению (распоряжению) технического руководителя субъекта электроэнергетики и выполняться эксплуатационным персоналом после сдачи исполнителями ремонта наряда-допуска на ремонт.

105. Перед пуском установки руководители организаций, участвующих в ремонте, при наличии особенностей пуска, не определенных в инструкциях по эксплуатации опробываемого оборудования, передают в письменном виде руководителю эксплуатационного подразделения электростанции указания, не

противоречащие требованиям ПТЭ и содержащие особенности пуска и опробования при проведении приемо-сдаточных испытаний.

Если в период пуска и опробования выявлены нарушения в работе оборудования или не учитываются требования к пуску и опробованию, переданные руководителю эксплуатационного подразделения электростанции руководителем ремонтных работ, то последние имеют право потребовать изменить режим пуска и опробования или произвести останов установки.

106. Капитальный, средний ремонт оборудования считается завершенным при успешном проведении приемо-сдаточных испытаний, при этом временем окончания ремонта является:

для энергоблоков тепловых электростанций, газотурбинных установок (в том числе в составе парогазовых установок), паротурбинных установок тепловых электростанций с поперечными связями и трансформаторов – время включения генератора (трансформатора) в электрическую сеть;

для паровых котлов тепловых электростанций с поперечными связями – время подключения котла к станционному трубопроводу острого пара;

для энергоблоков тепловых электростанций с двухкорпусными котлами (дубль-блоков) – время включения генератора в электрическую сеть с одним из корпусов котла. При этом растопка и включение второго корпуса котла должны производиться в соответствии с графиком набора нагрузки энергоблока, если задержка в ремонте не предусмотрена графиком ремонта.

107. Оборудование объекта электроэнергетики, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 часов.

108. Испытания под нагрузкой должны проводиться при номинальных параметрах пара и при сжигании основного вида топлива, постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования по нормальной эксплуатационной схеме на различных режимах с доведением нагрузки до номинальной.

Если номинальные нагрузки и параметры не могут быть достигнуты по режиму работы электрической сети и оборудование не может быть проверено в режиме номинальной нагрузки, допускается в программе испытаний устанавливать другие нагрузки и параметры. Режимы приемо-сдаточных испытаний при этом должны устанавливаться субъектом электроэнергетики и согласовываться с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и отражаться в акте приемки.

109. Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или обнаруженные дефекты требуют в соответствии с ПТЭ и инструкцией по эксплуатации оборудования немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования (систем), при которых в соответствии с ПТЭ и инструкцией по эксплуатации оборудования не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний решается в зависимости от характера нарушений техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Обнаруженные дефекты должны устраняться исполнителем ремонта в сроки, согласованные с субъектом электроэнергетики, но не позднее срока окончания подконтрольной эксплуатации.

Если приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытаний постановки под нагрузку. При этом приемо-сдаточные испытания оборудования проводятся в течение 48 часов с момента последней постановки оборудования под нагрузку.

110. Если в течение приемо-сдаточных испытаний не были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или

обнаруженные дефекты не требуют немедленного останова, то комиссии по приемке следует принять решение о приемке из ремонта энергоустановки.

111. Если после завершения ремонта по условиям работы объекта электроэнергетики установка не вводится под нагрузку и переводится в резерв или в вынужденный простой, то приемка из ремонта должна осуществляться по итогам технического контроля, испытаний и опробований, проведенных в процессе ремонта. Временем окончания ремонта установки считается время постановки в резерв или время вывода в вынужденный простой.

На основании результатов контроля и представленных документов субъект электроэнергетики должен оформить акты приемки оборудования и установок из ремонта, установить предварительные оценки качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ.

При этом субъект электроэнергетики при вводе установки в эксплуатацию по окончании ее нахождения в резерве должен обеспечить проведение приемо-сдаточных испытаний при пуске и под нагрузкой, а также проведение подконтрольной эксплуатации. После завершения подконтрольной эксплуатации должны устанавливаться окончательные оценки качества ремонта.

112. Приемка из ремонта составных частей основного оборудования и оборудования установки, входящего в установку, должна оформляться актом, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 26 к настоящим Правилам.

Акт приемки из ремонта оборудования должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Акт приемки из ремонта оборудования должен составляться на приемку из ремонта одного вида или марки оборудования, группы отдельных видов оборудования, входящих в установку, или различных составных частей основного оборудования, ремонтируемых одной ремонтной организацией, ее подразделением или подразделением электростанции.

К акту приемки из ремонта оборудования, входящего в установку, должны прилагаться протоколы, справки, ведомости и другие документы, составленные совместно субъектом электроэнергетики и организацией – исполнителем ремонта и отражающие:

перечень выполненных плановых работ;

перечень работ, выполненных сверх запланированных объемов;

перечень невыполненных работ, предусмотренных согласованной ведомостью планируемых работ, и причины их невыполнения;

перечень предписаний органов государственного надзора, циркуляров, а также информационных сообщений организаций-изготовителей, требования которых выполнены в процессе ремонта;

перечень работ, выполненных с отклонениями от установленных требований, причины отклонений.

Сведения, перечисленные в абзаце 4 настоящего пункта настоящих Правил, должны указываться в ведомости дополнительных работ по ремонту, протоколе исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту, акте готовности электростанции к капитальному (среднему) ремонту энергоблока (установки), акте дефектации оборудования, акте о выявленных дефектах оборудования, акте об использовании для ремонта материалов – заменителей, ведомости выполненных работ по ремонту, рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях №№ 19 – 25 к настоящим Правилам, а также в других документах по согласованному решению субъекта электроэнергетики и организации – исполнителя ремонта.

Оценка качества выполненных ремонтных работ устанавливается организации – исполнителю ремонта по каждому виду отремонтированного оборудования, включенному в акт приемки оборудования установки. На основании этих оценок организации – исполнителю ремонта устанавливается итоговая оценка качества за весь выполненный ей объем работ по установке и приводится в том же акте.

113. Приемка из ремонта установки должна оформляться актом, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 27 к настоящим Правилам.

114. Акт приемки из ремонта установки и входящего в нее оборудования должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики в течение 5 дней после окончания приемо-сдаточных испытаний.

115. После окончания приемо-сдаточных испытаний начинается подконтрольная эксплуатация отремонтированного оборудования, которая завершается через 30 календарных дней с момента включения оборудования под нагрузку.

116. В период подконтрольной эксплуатации должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

Наладочные работы должны производиться по отдельным программам, утвержденным техническим руководителем субъекта электроэнергетики и согласованным до начала ремонта с организациями, участвующими в их проведении.

117. В период подконтрольной эксплуатации для выполнения контроля технического состояния отремонтированных ответственных составных частей и узлов оборудования, проведения регулировки и наладки, в том числе вибрационной, допускается останов установки.

Фактически выполненные работы и продолжительность останова установки отражаются в акте приемки из ремонта оборудования установки.

Продолжительность подконтрольной эксплуатации увеличивается на величину простоя оборудования по вышеуказанной причине или по другим причинам, если величина простоя оборудования превышает 5 суток.

118. По результатам подконтрольной эксплуатации должны оформляться ведомости параметров технического состояния установок и оборудования, рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях № 10 – 18 к

настоящим Правилам.

119. При приемке оборудования из ремонта комиссия по приемке должна провести оценку:

качества отремонтированного оборудования;

качества выполненных ремонтных работ;

соответствия требованиям правил пожарной безопасности.

120. Оценка качества отремонтированного оборудования должна устанавливаться на основании результатов испытаний на соответствие требованиям ремонтной документации.

Состав ремонтной документации, содержащей требования к отремонтированному оборудованию для каждого конкретного типа (вида) оборудования электростанции, должен определяться в соответствии с пунктом 19 настоящих Правил.

121. При приемке комиссией оборудования из ремонта качеству отремонтированного оборудования должна быть установлена одна из следующих оценок:

соответствует требованиям ремонтной документации;

соответствует требованиям ремонтной документации с ограничением;

не соответствует требованиям ремонтной документации.

122. Оценка «соответствует требованиям ремонтной документации» должна устанавливаться при одновременном выполнении следующих требований:

устранены все дефекты, выявленные в результате контроля составных частей оборудования;

выполнены требования ПТЭ и требования ремонтной документации, определяющие качество оборудования;

приемо-сдаточные испытания показали, что пуск, нагружение и работа оборудования на разных режимах соответствуют требованиям ПТЭ и инструкций по эксплуатации;

значения параметров технического состояния находятся на уровне

нормативных.

123. Оценка «соответствует требованиям ремонтной документации с ограничением» должна устанавливаться при невыполнении хотя бы одно из требований, указанных в пункте 122 настоящих Правил, но при этом дальнейшая эксплуатация оборудования в соответствии с требованиями ПТЭ возможна.

124. Оборудование, отремонтированное с оценкой «соответствует требованиям ремонтной документации с ограничением», допускается в эксплуатацию со сроком дальнейшего использования, определяемым комиссией по приемке, при этом субъект электроэнергетики должен разработать план мероприятий по устранению выявленных недостатков и установить сроки его выполнения.

125. Если в период подконтрольной эксплуатации будет установлено, что на оборудовании возникли дефекты, которые могут привести к аварии или работа оборудования на каких-либо режимах характеризуется отклонением от допустимых параметров и дальнейшая эксплуатация в соответствии с требованиями ПТЭ и инструкций по эксплуатации невозможна, а продолжительность ремонта для устранения дефектов составляет 5 и более суток, оборудование выводится в ремонт, при этом качеству отремонтированного оборудования должна устанавливаться оценка «не соответствует требованиям ремонтной документации». После проведения ремонта для устранения дефектов должна производиться повторная приемка оборудования из ремонта, подконтрольная эксплуатация и устанавливаться новая оценка качества отремонтированного оборудования.

126. Оценка качества должна устанавливаться по каждому виду отремонтированного оборудования, включенного в акты приемки из ремонта в соответствии с пунктами 112, 113 настоящих Правил.

127. Оценка качества отремонтированной установки должна устанавливаться по оценке качества основного оборудования с учетом оценок качества, установленных по вспомогательному оборудованию, которое может

ограничить мощность, экономичность и надежность установки в целом в процессе последующей эксплуатации.

128. Оценка качества выполненных ремонтных работ должна устанавливаться организации-исполнителю ремонта на основании выполнения требований, предусмотренных пунктом 130 настоящих Правил.

129. Качеству выполненных ремонтных работ должна устанавливаться одна из следующих оценок:

отлично;

хорошо;

удовлетворительно;

неудовлетворительно.

Оценка «отлично» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в пункте 130 настоящих Правил.

Оценка «хорошо» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в абзацах со второго по пятый пункта 130 настоящих Правил, и выполнении более половины любых требований, указанных в абзацах с шестого по одиннадцатый пункта 130 настоящих Правил.

Оценка «удовлетворительно» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в абзацах со второго по пятый пункта 130 настоящих Правил, и выполнении менее половины любых требований, указанных в абзацах с шестого по одиннадцатый пункта 130 настоящих Правил.

Оценка «неудовлетворительно» должна устанавливаться при невыполнении одного или более требований, указанных в абзацах со второго по пятый пункта 130 настоящих Правил, вне зависимости от выполнения требований, указанных в абзацах шестого по одиннадцатый пункта 130 настоящих Правил.

130. Требования к оценке качества выполненных ремонтных работ:

выполнение согласованной ведомости планируемых работ по ремонту, уточненной по результатам дефектации;

отсутствие увеличения сроков продолжительности ремонта, вызванного выполнением ремонтных работ организацией – исполнителем ремонта;

отсутствие оценок качества отремонтированного оборудования «соответствует требованиям ремонтной документации с ограничением» и «не соответствует требованиям ремонтной документации», связанных с выполнением ремонтных работ организацией – исполнителем ремонта;

отсутствие остановов оборудования в течение срока подконтрольной эксплуатации из-за организации – исполнителя ремонта за исключением необходимости остановов, предусмотренных в пункте 117 настоящих Правил.

наличие комплекта ремонтной документации;

применение технологической оснастки, приспособлений и инструментов, предусмотренных технологической документацией, и соответствие их параметров паспортным данным;

соответствие выполненных технологических операций, включая контрольные, требованиям технологической документации;

проведение входного контроля примененных при ремонте материалов и запасных частей;

наличие комплекта исполнительной и отчетной документации по ремонту;

отсутствие нарушений правил охраны труда, норм и требований пожарной безопасности в течение проведенного ремонта.

131. Оценка качества отремонтированного оборудования и оценка качества выполненных ремонтных работ должны устанавливаться:

предварительно – по окончании приемо-сдаточных испытаний;

окончательно – по результатам подконтрольной эксплуатации, но не позднее трех дней после ее окончания.

132. В случае необходимости, определяемой субъектом электроэнергетики по результатам подконтрольной эксплуатации, изменения предварительной оценки качества, соответствующая информация доводится в течение трех рабочих дней с даты окончания подконтрольной эксплуатации до организации –

исполнителя ремонта с обязательным указанием причин изменения оценки качества и приглашением представителей указанных организаций – исполнителей ремонта для принятия согласованного решения.

133. Пожарная безопасность характеризуется выполнением требований нормативных правовых актов и правил в области обеспечения пожарной безопасности, а также других нормативных и технических документов, в которых установлены нормы и требования пожарной безопасности.

134. Соблюдение норм и требований пожарной безопасности отремонтированного оборудования должно определяться одной из следующих оценок:

«соответствует требованиям правил пожарной безопасности»;

«не соответствует требованиям правил пожарной безопасности».

135. Оценка «соответствует требованиям правил пожарной безопасности» должна устанавливаться при соблюдении норм и требований пожарной безопасности отремонтированного оборудования и процессов выполнения организацией – исполнителем ремонта ремонтных, сварочных и огнеопасных работ.

136. Оценка «не соответствует требованиям правил пожарной безопасности» должна устанавливаться в случае невыполнения любого мероприятия по устранению нарушений норм и требований пожарной безопасности при выполнении ремонтных, сварочных и огнеопасных работ и отремонтированного оборудования.

При получении оценки «не соответствует требованиям правил пожарной безопасности» отремонтированное оборудование не может быть допущено к эксплуатации.

137. Организация – исполнитель ремонта к моменту окончания подконтрольной эксплуатации следует представить субъекту электроэнергетики документы на отремонтированное им оборудование, перечень которых должен быть приведен в акте приемки из ремонта оборудования.

По окончании подконтрольной эксплуатации оборудования субъект электроэнергетики в 10-дневный срок должен оформить документацию по произведенному ремонту.

138. Для применения вида организации ремонта по техническому состоянию основного оборудования энергоблоков и энергоустановок тепловых электростанций субъект электроэнергетики должен обеспечить выполнение требований пунктов 11, 13, 14, 15 настоящих Правил.

Рекомендуемый образец решения о применении вида организации ремонта по техническому состоянию приведен в приложении № 28 к настоящим Правилам.

139. Для организации ремонта по техническому состоянию вспомогательного и общестанционного оборудования тепловых электростанций, субъект электроэнергетики должен обеспечить выполнение требований пунктов 12, 13, 14, 15 настоящих Правил.

140. При организации ремонта по техническому состоянию субъекту электроэнергетики необходимо обеспечить:

диагностирование технического состояния оборудования с применением методов и технических средств, позволяющих получить достоверные результаты для контроля и прогнозирования технического состояния и принятия решения о необходимости ремонта оборудования;

соблюдение периодичности и объема контроля технического состояния оборудования.

141. Планирование ремонта оборудования при выборе вида ремонта по техническому состоянию должно включать в себя разработку:

перспективных планов контроля технического состояния и ремонта основного оборудования;

годовых и месячных графиков контроля технического состояния и ремонта основного оборудования;

годовых и месячных планов контроля технического состояния и ремонта вспомогательного оборудования;

годовых и месячных планов контроля технического состояния и ремонта общестанционного оборудования.

142. Субъекты электроэнергетики в перспективном плане контроля технического состояния и ремонта основного оборудования планируют по годам планируемого периода:

сроки и продолжительность остановов энергоблоков и установок для выполнения контроля технического состояния основного и вспомогательного оборудования;

ориентировочную продолжительность и объемы ремонта по техническому состоянию, согласованные с планируемыми сроками выполнения контроля технического состояния и учитывающие требования пункта 5 настоящих Правил.

143. В перспективном плане контроля технического состояния и ремонта основного оборудования, разрабатываемом субъектом электроэнергетики на 5 лет, должны содержаться следующие сведения:

вид ремонта или контроля;

продолжительность ремонта или контроля;

дата завершения предыдущего капитального ремонта или контроля;

наработка: с начала эксплуатации; от последнего капитального ремонта; нормативная между капитальными ремонтами или контролем.

Рекомендуемый образец перспективного плана контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций приведен в приложении № 4 к настоящим Правилам.

144. Перспективный план контроля технического состояния и ремонта основного оборудования ежегодно дорабатывается со смещением периода планирования на один год с корректировкой по результатам контроля технического состояния.

145. Годовой график контроля технического состояния и ремонта основного оборудования должен разрабатываться на планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным планом контроля технического

состояния и ремонта с учетом результатов контроля технического состояния основного оборудования. При этом в годовой график контроля технического состояния и ремонта основного оборудования могут быть внесены изменения относительно перспективного плана.

Субъекты электроэнергетики в годовом графике контроля технического состояния и ремонта основного оборудования должны устанавливать:

сроки и продолжительность остановов энергоблоков и установок для выполнения контроля технического состояния основного оборудования на первое полугодие годового плана с целью определения необходимости включения ремонта по техническому состоянию в годовой план следующего года;

сроки и объемы ремонта по техническому состоянию, определяемые по результатам контроля технического состояния основного оборудования энергоблоков и энергоустановок.

Годовой график контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций должен содержать следующие сведения:

вид ремонта или контроля;

планируемая дата начала и окончания проведения ремонта или контроля;

дата завершения предыдущего ремонта или контроля;

наработка: от последнего капитального ремонта; нормативная между ремонтами или контролем.

Рекомендуемый образец годового графика контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций приведен в приложении № 6 к настоящим Правилам.

146. Субъекты электроэнергетики в годовых планах контроля технического состояния и ремонта вспомогательного и общестанционного оборудования должны устанавливать:

сроки и продолжительность остановов вспомогательного и общестанционного оборудования для выполнения контроля технического состояния на первое полугодие годового плана с целью определения

необходимости включения ремонта по техническому состоянию в годовой план следующего года;

сроки и объемы ремонта по техническому состоянию, определяемые по результатам контроля технического состояния вспомогательного и общестанционного оборудования.

147. Подготовка к ремонту по техническому состоянию основного оборудования должна производиться в соответствии с пунктами 75 – 85 настоящих Правил.

148. Вывод в ремонт и производство ремонта по техническому состоянию основного оборудования должны производиться в соответствии с пунктами 86 – 94 настоящих Правил.

149. Приемка из ремонта и оценка качества ремонта по техническому состоянию основного оборудования должны производиться в соответствии с пунктами 95 – 137 настоящих Правил.

150. Техническое обслуживание зданий и сооружений тепловых электростанций должно предусматривать выполнение следующего комплекса мероприятий по надзору и контролю за исправным состоянием зданий и сооружений и их инженерных систем, своевременному устранению отдельных дефектов:

контроль соблюдения требований ПТЭ, направленных на сохранение несущей способности и эксплуатационных свойств строительных конструкций;

технические осмотры и обследования производственных зданий и сооружений по утвержденным графикам;

наблюдение за осадками зданий и сооружений;

контроль соблюдения режима эксплуатации, предусмотренного проектной документацией (вибрационные нагрузки, вентиляции, температурно-влажностный режим), контроль предотвращения перегрузок элементов кровли и перекрытий;

наблюдение за развитием деформаций, выявление дефектов строительных конструкций;

наблюдение за режимом подземных вод, предотвращение обводнения оснований и фундаментов технологическими водами из водонесущих коммуникаций промышленной площадки объекта электроэнергетики;

поддержание в исправном состоянии устройств для отвода атмосферных вод;

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

контроль состояния антикоррозионного покрытия металлических и железобетонных конструкций;

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

выполнение мероприятий по подготовке к эксплуатации в весенне-летний пожароопасный период, в отопительный сезон, период половодья и паводка.

151. Техническое обслуживание зданий и сооружений тепловых электростанций должно осуществляться субъектами электроэнергетики в соответствии с ПТЭ и ЛНА субъектов электроэнергетики.

152. Субъект электроэнергетики должен устанавливать:

состав работ по техническому обслуживанию и периодичность их выполнения по каждому зданию и сооружению тепловых электростанций на основании ремонтной документации. Перечень работ по техническому обслуживанию зданий и сооружений приведен в приложении № 29 к настоящим Правилам;

перечень ответственных работников за техническое обслуживание каждого здания и сооружения;

порядок контроля со стороны ответственных работников за устранением дефектов на закрепленных за ними зданиях и сооружениях.

153. В целях проведения технического обслуживания, а также ведения соответствующей технической документации субъектом электроэнергетики назначаются ответственные работники за безопасную эксплуатацию и надзор за

зданиями и сооружениями тепловых электростанций.

154. Для обеспечения контроля за ходом выполнения работ по техническому обслуживанию субъектом электроэнергетики организуется их учет, форму которого должен установить технический руководитель субъекта электроэнергетики. Субъект электроэнергетики вносит в техническую документацию по техническому обслуживанию сведения, отражающие техническое состояние зданий и сооружений на данный момент времени и нарушения, допущенные в процессе их эксплуатации, отмечают все мероприятия по техническому обслуживанию, в том числе проводимые по устранению выявленных нарушений, указывают намеченные и фактические сроки реализации мероприятий и ответственных за их выполнение работников.

155. Проведение технического обслуживания зданий и сооружений тепловых электростанций, а также ведение технической документации контролируются работниками, ответственными за эксплуатацию и надзор за зданиями и сооружениями, определяемыми субъектом электроэнергетики.

156. Система ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций представляет собой совокупность организационных и технических мероприятий по восстановлению технического состояния зданий и сооружений, их конструктивных элементов и инженерного оборудования в сроки, установленные ремонтной документацией, с целью обеспечения их исправного состояния, надежной эксплуатации, предупреждения преждевременного износа.

157. Ремонт зданий и сооружений тепловых электростанций по видам ремонта подразделяется на текущий и капитальный.

Текущий ремонт зданий и сооружений включает выполнение работ по систематическому и своевременному предохранению и защите конструкций здания и сооружения и инженерного оборудования от преждевременного износа, возникающих на отдельных участках, путем устранения незначительных дефектов, повреждений и неисправностей.

Капитальный ремонт зданий и сооружений включает выполнение работ по

замене и (или) восстановлению строительных конструкций объектов капитального строительства или элементов таких конструкций, за исключением несущих строительных конструкций, замену и (или) восстановление систем инженерно-технического обеспечения и сетей инженерно-технического обеспечения объектов капитального строительства или их элементов, а также замену отдельных элементов несущих строительных конструкций на аналогичные или иные конструкции, улучшающие характеристики таких конструкций, элементы и (или) восстановление указанных элементов.

158. Капитальный ремонт зданий, строений и сооружений тепловых электростанций должен производиться в соответствии с нормами Градостроительного кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 1, ст. 16; 2017, № 31, ст. 4829) (далее – Градостроительный кодекс Российской Федерации), а также требованиями Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 1, ст. 5; 2013, № 27, ст. 3477).

Капитальный ремонт зданий и сооружений, которые идентифицированы в составе опасных производственных объектов, должен производиться с учетом требований Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588; 2017, № 11, ст. 1540).

159. Планирование ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций должно включать в себя разработку:

перспективных планов ремонта зданий и сооружений объектов электроэнергетики;

годовых графиков ремонта зданий и сооружений объектов электроэнергетики.

160. Перспективные планы и годовые графики ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций субъекты электроэнергетики должны

разрабатываться в сроки, аналогичные срокам разработки перспективных планов и годовых графиков ремонта оборудования электростанций, установленных в пунктах 73, 218 настоящих Правил и оборудования ПС и ЛЭП, установленных в пункте 391 настоящих Правил.

161. В случаях если планируемое выполнение ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций приводит к снижению располагаемой мощности электростанции, годовые и месячные графики ремонта согласовывается субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в порядке, установленном Правилами вывода в ремонт.

162. Перспективный план ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций должен разрабатываться на 5 лет в порядке, устанавливаемом субъектом электроэнергетики. На основании перспективного плана ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций субъекты электроэнергетики организуют разработку проектной документации, а также планирование трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

В перспективном плане ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций должны содержаться следующие сведения:

вид ремонта;

год и месяц вывода в ремонт;

продолжительность ремонта;

укрупненный перечень работ;

сроки разработки проектно-сметной документации.

Рекомендуемый образец перспективного плана ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций приведен в приложении № 30 к настоящим Правилам.

163. Годовое планирование ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций должно производиться в соответствии с перспективным планом с учетом фактического технического состояния объектов электроэнергетики. При

этом в годовой график могут вноситься изменения по отношению к показателям перспективного плана.

164. Годовой график ремонта зданий и сооружений должен устанавливать вид ремонта, календарное время начала ремонта, его продолжительность и планируемый объем работ и содержать следующие сведения:

вид ремонта;

дата начала и окончания ремонта;

продолжительность ремонта;

укрупненный перечень работ.

Рекомендуемый образец годового графика ремонта зданий и сооружений приведен в приложении № 31 к настоящим Правилам.

К годовому графику ремонта должны прилагаться:

ведомости укрупненных объемов ремонтных работ по каждому зданию и сооружению, включенному в план ремонта;

пояснительная записка, в которой должна отражаться обеспеченность планируемых объемов ремонта проектной и технической документацией, МТР.

Объемы ремонта зданий и сооружений в годовом графике следует определять:

по капитальному ремонту зданий и сооружений – на основании проектной документации на ремонт или ведомости объемов работ;

по текущему ремонту – на основании ведомостей объемов работ, составленных по результатам актов осмотров зданий и сооружений, записей технического журнала по эксплуатации зданий и сооружений.

165. При разработке перспективного плана и годового графика ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций должны учитываться:

результаты мониторинга и оценки технического состояния производственных зданий и сооружений;

периодичность капитального ремонта производственных зданий и сооружений согласно приложению № 32 к настоящим Правилам;

периодичность капитального ремонта конструктивных элементов производственных зданий и сооружений энергообъектов согласно приложению № 33 к настоящим Правилам;

нормы простоя дымовых железобетонных и кирпичных труб для обследования внутренней поверхности футеровки, изоляции железобетонной поверхности и оголовка трубы согласно приложению № 34 к настоящим Правилам;

продолжительность капитального и текущего ремонта дымовых труб, газоходов и градирен согласно приложению № 35 к настоящим Правилам;

необходимость совмещения капитального ремонта газоходов с капитальным ремонтом котла, проверки технического состояния газоходов с текущим и средним ремонтом котла;

перечень работ при типовом капитальном ремонте дымовых труб, газоходов и градирен согласно приложению № 36 к настоящим Правилам.

Субъект электроэнергетики при планировании ремонта производственных зданий и сооружений должен учитывать следующие условия:

проведение ремонта здания или сооружения должно совпадать с ремонтом технологически связанного оборудования;

планирование ремонта в несколько этапов для ремонта зданий и сооружений с большим объемом работ с целью сокращения времени их вывода из работы;

планирование выполнения всех подготовительных работ до вывода здания или сооружения в ремонт.

166. В случаях если годовым графиком ремонта предусматриваются производство в капитальный ремонт объема ремонтных работ, требующего для своего выполнения увеличения продолжительности ремонта дымовых труб, газоходов и градирен более установленной в приложении № 35 к настоящим Правилам, решение о продолжительности ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

167. В случаях если по результатам технического контроля и комплексных обследований по определению фактического технического состояния производственных зданий или сооружений тепловых электростанций выявлена необходимость проведения капитального ремонта в более ранние сроки, чем сроки, определенные приложениями № 32 и № 33 к настоящим Правилам, решение о включении в годовой график соответствующего ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

168. При выводе дымовых труб, газоходов и градирен в ремонт на длительный срок, связанного с ограничением мощности тепловой электростанции, должны разрабатываться технические решения по переключению основного оборудования на другие сооружения или по установке на период ремонта временных сооружений, сокращающих или полностью устраняющих ограничение мощности.

169. Текущий ремонт зданий и сооружений тепловых электростанций должен производиться круглогодично согласно годовому графику, утверждаемому техническим руководителем субъекта электроэнергетики, на основании результатов контроля их технического состояния.

170. Состав организационно-технических мероприятий и сроки их выполнения должны устанавливаться в годовых планах подготовки к ремонту зданий и сооружений тепловых электростанций.

171. Субъект электроэнергетики должен разработать годовой план подготовки к ремонтам после утверждения годового графика ремонта зданий и сооружений с утверждением его техническим руководителем субъекта электроэнергетики до конца года, предшествующего планируемому.

172. Подготовка к капитальному ремонту зданий и сооружений тепловых электростанций может быть начата в году, предшествующему планируемому, по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

173. Одновременно с разработкой годового графика ремонта субъект электроэнергетики должен составить ведомости планируемых работ по ремонту

конкретных зданий и сооружений тепловых электростанций.

Рекомендуемый образец ведомости планируемых ремонтно-строительных работ по ремонту зданий и сооружений приведен в приложении № 37 к настоящим Правилам.

174. Ведомость планируемых работ по ремонту зданий и сооружений тепловых электростанций должна формироваться на основе:

требований законодательства Российской Федерации о безопасности зданий и сооружений к выполнению планового ремонта зданий и сооружений;

требований технических регламентов, сводов правил, стандартов, нормативных и руководящих документов, утвержденных ЛНА субъекта электроэнергетики;

акта предремонтного обследования зданий и сооружений, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 38 к настоящим Правилам;

предписаний органов государственного надзора;

данных из технических журналов;

отчетных документов предыдущего ремонта.

175. Уточнение перечня и объема ремонтных работ должно быть завершено до начала ремонта. Произведенные уточнения следует вносить в ведомость планируемых работ по ремонту, которая должна утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

176. С учетом составленных ведомостей объемов работ по ремонту конкретных зданий и сооружений тепловых электростанций субъект электроэнергетики должен обеспечить формирование проектной документации.

177. Проектная документация капитального ремонта должна разрабатываться в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиями к их содержанию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 8, ст. 744; 2017, № 38, ст. 5619).

178. Субъект электроэнергетики должен определять перечень зданий и

сооружений, тепловых электростанций для выполнения капитального ремонта, проектная документация которых разрабатывается с проведением экспертизы промышленной безопасности согласно Закону о промышленной безопасности.

179. В целях выполнения ремонта субъект электроэнергетики должен обеспечить подготовку с последующим предоставлением организации – исполнителю ремонта:

проектной документации;

ведомости объема ремонтных работ;

схемы транспортных перемещений внутри производственных зданий и на территории объекта электроэнергетики,

схемы постов энергоносителей;

графика выполнения ремонтных работ;

графика совмещения ремонтных работ и производственных процессов объекта электроэнергетики.

180. За 20 дней до начала ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций:

а) представители субъекта электроэнергетики и организаций – исполнителей ремонта должны провести совместную проверку выполнения подготовительных работ в соответствии с планом подготовки к ремонту.

б) каждая организация – исполнитель ремонта, участвующая в ремонте, должна:

определить состав бригад (участков) по ремонту отдельных узлов, систем зданий, сооружений в соответствии с графиком выполнения ремонтных работ;

назначить руководителей работ по ремонту отдельных узлов, систем зданий, сооружений в соответствии с перечнем и объемом работ, установленным договором на выполнение ремонтных работ;

назначить работников, ответственных за охрану труда и обеспечение МТР;

проверить квалификацию (удостоверения) всего персонала, привлеченного к выполнению ремонта зданий и сооружений на право выполнения работ.

в) субъект электроэнергетики должен назначить ответственных представителей для участия во входном контроле оборудования, запасных частей и материалов, дефектации, подготовке технических решений, контроле качества, приемке из ремонта узлов и систем зданий и сооружений, а также назначить работников, ответственных за обеспечение МТР.

181. Общее руководство ремонтом зданий и сооружений тепловых электростанций и координацию действий всех организаций – исполнителей ремонта, принимающих участие в ремонте, должно осуществлять лицо, специально назначенное для этого субъектом электроэнергетики.

В отдельных случаях общий руководитель ремонта может быть назначен от организации – исполнителей ремонта, что должно оформляться совместным приказом субъекта электроэнергетики и организации – исполнителя ремонта.

182. Не позднее, чем за 10 дней до начала ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций комиссии, состав которой должен определяться субъектом электроэнергетики, следует производить проверку готовности электростанции к капитальному ремонту здания, сооружения с составлением соответствующего акта, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 39 к настоящим Правилам.

По зданиям и сооружениям, капитальный ремонт которых связан с ограничением мощности электростанции, акт готовности должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики, по другим объектам капитального ремонта – лицом, назначенным субъектом электроэнергетики.

При установлении комиссией неготовности подразделения к ремонту здания или сооружения вопрос о сроке начала ремонта, его продолжительности и объеме ремонтных работ решается субъектом электроэнергетики.

183. До начала ремонтных работ все члены производственных бригад должны быть ознакомлены с объемом ремонтных работ, сроком ремонта, графиком выполнения ремонтных работ, мероприятиями по безопасности труда, противопожарными мероприятиями, правилами внутреннего распорядка.

184. В целях проведения ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций субъект электроэнергетики должен:

обеспечить готовность зданий и сооружений к ремонту;

обеспечить подготовку разрешений на производство работ в зоне воздушных линий электропередачи и связи, проезжей части городских дорог, эксплуатируемых участков железных и автомобильных дорог или в полосе отвода этих дорог, на вскрытие дорожных покрытий в местах прохождения подземных коммуникаций (со схемами коммуникаций), на снос строений, мешающих ремонту, закрытие уличных проездов, отвод участка для отсыпки строительного мусора; необходимость в оформлении упомянутых разрешений должна устанавливаться на основании проектной документации и ППР;

выдать наряд-допуск на ремонт собственным ремонтно-строительным подразделениям, а привлекаемым подрядным организациям – акт-допуск;

обеспечить допуск ремонтного персонала в зону ремонта;

обеспечить в соответствии с ремонтной документацией временный перенос ЛЭП, связи, сетей водопровода, канализации, электроосвещения, пересадку зеленых насаждений, препятствующих проведению ремонтных работ, отсоединение действующих инженерных сетей, освобождение приобъектной территории от временных строений, выдачу заключений о надежности находящихся в эксплуатации металлоконструкций, деталей, эстакад при производстве работ на высоте, выдачу данных о степени вредности факторов на рабочих местах при производстве ремонтных работ;

выполнить отключение работающего оборудования при производстве капитального ремонта дымовых труб и градирен;

при ремонтных работах по наружной поверхности дымовых труб, несущих на стволах подвески ЛЭП, осуществить снятие напряжения, если ППР не предусмотрена возможность выполнения работ без снятия напряжения;

выполнить мероприятия по технике безопасности и охране труда в соответствии с ППР;

осуществить в процессе ремонта строительный контроль и контроль соответствия перечня, объема и стоимости выполненных работ проектной документации ППР, соответствия материалов, изделий, конструкций государственным стандартам и техническим условиям без вмешательства в хозяйственную деятельность организации – исполнителя ремонта;

произвести приемку всех скрываемых последующими работами и конструкциями выполненных ремонтных работ с составлением акта освидетельствования конструкции (элемента) здания, сооружения, работ, не доступных после завершения ремонта (скрытых работ), рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 40 к настоящим Правилам;

принять после ремонта здания и сооружения.

185. Организация – исполнитель ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций должна:

выполнить работы по ремонту зданий и сооружений в соответствии с утвержденной проектной документацией, ППР (разрешается применение типовых ППР, типовых технологических карт с привязкой к месту выполнения работ);

обеспечить с начала производства работ оформление наряд-допуска, выдачу заданий производителям работ и бригадирам, контроль выполнения производителями ремонта требований проекта ремонта, ППР, строительных норм и правил, правил пожарной безопасности, правил по охране труда, соблюдение технологической, производственной и трудовой дисциплины, строительный контроль за качеством применяемых материалов и выполняемых работ;

обеспечить сдачу по акту скрываемых последующими работами или конструкциями выполненных ремонтных работ, известить субъект электроэнергетики о готовности сетей к присоединению, сдаче отремонтированных объектов электроэнергетики.

186. В процессе ремонта субъект электроэнергетики или организация – исполнитель работ должны не допускать отклонения от проектной документации, а также обеспечить контроль качества строительных и монтажных работ.

187. Приемка выполненных работ по текущему ремонту зданий и сооружений тепловых электростанций должна осуществляться персоналом субъекта электроэнергетики с участием представителей организации – исполнителя ремонта.

188. Приемка зданий и сооружений тепловых электростанций из капитального ремонта должна осуществляться комиссией по приемке, назначаемой субъектом электроэнергетики, при участии ответственных представителей организации – исполнителя ремонта.

189. Комиссия по приемке должна производить контроль технической документации, составленной перед ремонтом, в процессе ремонта и после ремонта, отражающей техническое состояние отремонтированного здания или сооружения тепловых электростанций и качество выполненных ремонтных работ.

При приемке зданий и сооружений тепловых электростанций из капитального ремонта комиссии по приемке должна быть представлена проектная документация, исполнительные чертежи, ведомость дефектов и объемов работ, журналы производства работ, акты скрытых работ, акты выполненных работ.

При сдаче зданий и сооружений тепловых электростанций из текущего ремонта должна быть представлена документация в соответствии с приложениями № 37, № 38, № 41 к настоящим Правилам.

190. Результаты приемки из ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций должны оформляться актом, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 41 к настоящим Правилам.

191. Приемка зданий и сооружений тепловых электростанций из капитального ремонта разрешается только после выполнения всех работ, предусмотренных проектом или сметами на ремонт зданий и сооружений в целом или его очередей.

192. Запрещается приемка зданий и сооружений тепловых электростанций из капитального ремонта с дефектами и невыполненными проектными решениями.

193. Оценка качества ремонтных работ должна производиться субъектом электроэнергетики в процессе производства ремонтных работ и при приемке здания или сооружения из ремонта в порядке, аналогичном оценке качества строительных работ.

194. При оценке качества выполнения ремонтных работ зданий и сооружений тепловых электростанций следует руководствоваться утвержденной проектной документацией и строительными нормами и правилами по соответствующим видам работ.

195. Техническая документация по выполненным работам и акты приемки отремонтированных зданий и сооружений тепловых электростанций из капитального ремонта должны храниться у субъекта электроэнергетики.

196. Сведения о выполненном капитальном ремонте должны быть занесены в паспорт производственного здания или сооружения.

Сведения о текущем ремонте должны быть занесены в технический журнал эксплуатации зданий, сооружений, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 42 к настоящим Правилам.

IV. Требования к организации планирования, подготовки, производства технического обслуживания, ремонта и приемки из ремонта оборудования, зданий и сооружений гидроэлектростанций

197. Техническое обслуживание находящегося в эксплуатации оборудования гидроэлектростанций (далее – ГЭС), включающего гидроагрегаты и вспомогательное оборудование, должно предусматривать выполнение комплекса операций по поддержанию его работоспособного или исправного состояния, которые предусмотрены в эксплуатационной и ремонтной документации.

Работы и операции по техническому обслуживанию должны проводиться на действующем или находящемся в резерве оборудовании.

Техническое обслуживание электротехнического оборудования ГЭС должно выполняться в соответствии с требованиями главы VI настоящих Правил.

198. В состав работ по техническому обслуживанию гидроагрегатов включаются следующие мероприятия:

обход по графику и технический осмотр работающего оборудования для контроля его технического состояния и выявления дефектов;

контроль технического состояния оборудования с применением стационарных и переносных средств контроля или диагностирования, включая контроль температурного режима, вибрации, герметичности, а так же визуальный и измерительный контроль оборудования;

протирка смотровых стекол, чистку масляных, воздушных и водяных фильтров и отстойников;

осмотр и проверка подшипников, механизмов управления, приводов запорной и регулирующей арматуры, подтяжку сальников;

очистка смазочных жидкостей с помощью внешних очистительных устройств или замена смазочного материала;

контроль исправности измерительных систем и СИ, включая их калибровку;

наблюдение за опорами, креплениями, указателями положения технологических трубопроводов;

проверка (испытания) на исправность (работоспособность) оборудования, выполняемая с выводом оборудования из работы или на работающем оборудовании;

устранение отдельных дефектов, выявленных в результате контроля технического состояния, проверка (испытания) на исправность (работоспособность);

осмотр и проверка оборудования при нахождении его в резерве или на консервации с целью выявления и устранения отклонений от нормального состояния;

обдувка поверхностей, устранение следов пыли, протечек воды, масла;

обновление диспетчерских наименований, технологических надписей;

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

199. На каждой ГЭС должны:

устанавливаться состав работ по техническому обслуживанию и периодичность (график) их выполнения для каждого вида оборудования и технологических систем в соответствии с документацией по организации их эксплуатации и технического обслуживания с учетом требований организаций – изготовителя оборудования;

назначаться ответственные лица за организацию и выполнение технического обслуживания из персонала ГЭС;

вестись журналы технического обслуживания (на материальном носителе или в электронной форме) по видам оборудования, в которые следует вносить сведения о выполненных работах, сроках их выполнения и исполнителях.

200. Перечень работ по техническому обслуживанию оборудования гидроагрегатов, технических систем и вспомогательного оборудования приведен в приложении № 43 к настоящим Правилам.

201. Если на объекте электроэнергетики ЛНА не установлен вид организации ремонта по техническому состоянию, то применяется планово-предупредительный вид организации ремонта.

202. Планово-предупредительный ремонт должен предусматривать вывод в ремонт оборудования в соответствии с требованиями настоящих Правил и ремонтной документацией.

203. Планово-предупредительный ремонт оборудования ГЭС в зависимости от объемов ремонтных мероприятий подразделяется на следующие виды: капитальный и текущий.

204. Вид ремонта вспомогательного оборудования может отличаться от вида ремонта основного оборудования.

На ГЭС должен быть определен перечень вспомогательного оборудования с указанием места его установки, ремонт которого должен производиться:

а) в сроки, определяемые сроками ремонта основного оборудования;

б) в процессе эксплуатации основного оборудования;

в) при нахождении в резерве основного оборудования.

При выполнении ремонтных работ вспомогательного оборудования в случаях, указанных в подпунктах «б», «в» настоящего пункта настоящих Правил, должны обеспечиваться условия выполнений диспетчерских графиков электрической нагрузки и аварийной готовности к включению соответственно.

205. Порядок планирования, периодичность и продолжительность ремонта должны устанавливаться субъектом электроэнергетики в соответствии с требованиями настоящих Правил.

206. Сроки проведения планового ремонта должны совмещаться со сроками проведения работ по техническому перевооружению, реконструкции и модернизации оборудования ГЭС.

207. Перечень и объем работ капитального и текущего ремонта гидроагрегатов, а также перечень и объем капитального и текущего ремонта вспомогательного оборудования ГЭС должны разрабатываться и утверждаться субъектом электроэнергетики самостоятельно.

208. Вне зависимости от применяемого вида организации ремонта субъекты электроэнергетики планируют ремонты гидроагрегатов и вспомогательного оборудования ГЭС с учетом необходимости выполнения следующих критериев:

обеспечение возможного сокращения суммарного годового ремонтного периода;

обеспечение планирования ремонта в части объемов ремонтного снижения мощности, состава и параметров оборудования с учетом особенностей различных погодных периодов года и периода паводка;

обеспечение возможного сокращения суммарного годового ремонтного

снижения мощности, обусловленного ремонтом вспомогательного оборудования и сооружений, в том числе минимизации времени нахождения оборудования в вынужденном простое, путем совмещения проведения указанного ремонта по времени с ремонтом гидроагрегатов;

209. Планирование ремонта оборудования при выборе планово-предупредительного вида организации ремонта должно включать в себя разработку:

перспективных планов ремонта гидроагрегатов;

годовых и месячных графиков ремонта гидроагрегатов;

годовых и месячных планов ремонта вспомогательного оборудования.

210. Перспективный план ремонта гидроагрегатов должен разрабатываться на 5 лет, утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики и содержать следующие сведения:

год и месяц вывода в ремонт;

вид ремонта;

продолжительность ремонта;

перечень сверхтиповых работ;

дата завершения предыдущего капитального ремонта;

наработка: с начала эксплуатации; от последнего капитального ремонта; нормативная между капитальными ремонтами.

Рекомендуемый образец перспективного плана ремонта гидроагрегатов приведен в приложении № 44 к настоящим Правилам.

Перспективный план ремонта гидроагрегатов должен формироваться на основе:

прогнозируемой средней наработки в часах по каждому году перспективного плана;

нормативного межремонтного ресурса между капитальным ремонтом для конкретных типов гидроагрегата, указанного в нормах периодичности и продолжительности планового ремонта гидроагрегатов согласно приложению

№ 46 к настоящим Правилам;

календарной продолжительности ремонтного цикла гидроагрегата, соответствующей интервалу времени в годах от момента окончания предшествующего капитального ремонта до момента выхода в последующий капитальный ремонт.

211. Прогнозируемая средняя наработка гидроагрегата по каждому году перспективного плана должна определяться на основе планируемых субъектом электроэнергетики на период 5 лет величин выработки электрической энергии.

В случае отсутствия величин планируемой выработки энергии на момент формирования перспективного плана ремонта гидроагрегата величину прогнозируемой средней наработки следует принимать равной средней наработке гидроагрегата за один полный календарный год в период 5 лет, предшествующий моменту формирования перспективного плана.

212. Календарная продолжительность ремонтного цикла должна определяться нормативным межремонтным ресурсом между капитальными ремонтами и наработкой гидроагрегата в каждом году ремонтного цикла.

При определении календарной продолжительности ремонтного цикла должны учитываться следующие условия:

а) капитальный ремонт гидроагрегата следует производить в сроки, соответствующие срокам исчерпания нормативного межремонтного ресурса;

б) при наличии условий, установленных ЛНА субъекта электроэнергетики, допускается увеличение ресурса сверх нормативного на величину не более половины средней годовой наработки гидроагрегата;

в) в случаях если при среднегодовых наработках гидроагрегата менее 4600 часов рассчитанная календарная продолжительность ремонтного цикла превышает 7 лет, субъект электроэнергетики по истечении 8 лет с даты окончания последнего капитального ремонта должен принять документально оформленное и согласованное с экспертной организацией, аккредитованной в

соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации, одно из следующих решений:

о дальнейшей эксплуатации и сохранении принятой структуры и продолжительности ремонтного цикла;

о дальнейшей эксплуатации и изменении ранее принятой структуры и продолжительности ремонтного цикла;

о прекращении дальнейшей эксплуатации и проведении капитального ремонта.

213. Перспективный план ремонта ежегодно должен перерабатываться с увеличением периода планирования на один год и корректировкой с уточнением ранее утвержденных показателей плана, в том числе должно производиться уточнение календарной продолжительности ремонтного цикла с учетом фактического числа часов работы оборудования за истекший год планируемого периода и результатов контроля технического состояния оборудования.

214. Годовой график ремонта гидроагрегатов должен разрабатываться на ближайший планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным планом с учетом:

фактического технического состояния;

результатов выполнения программы технического перевооружения и реконструкции;

фактической наработки от последнего капитального ремонта.

Годовой график ремонта гидроагрегатов должен разрабатываться субъектами электроэнергетики и должен содержать следующие сведения:

вид ремонта;

дата начала и окончания ремонта;

продолжительность ремонта;

перечень сверхтиповых работ;

дата завершения предыдущего капитального ремонта;

наработка от последнего капитального ремонта; нормативная между

капитальными ремонтами.

Рекомендуемый образец годового графика ремонта гидроагрегатов приведен в приложении № 47 к настоящим Правилам.

В годовом графике ремонта гидроагрегатов должны указываться основные объемы и перечень сверхтиповых работ, а в случае совмещения работ по ремонту и техническому перевооружению должны указываться также основные объемы работ по техническому перевооружению.

215. В случаях если годовым графиком ремонта гидроагрегатов предусматривается выполнение в плановый ремонт (капитальный или текущий) сверхтиповых объемов ремонтных работ, требующих увеличения продолжительности ремонта свыше нормативной, решение о продолжительности ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

В случаях если по результатам испытаний, технического диагностирования, контроля и других проведенных исследований по определению фактического технического состояния гидроагрегата выявлена необходимость проведения капитального ремонта гидроагрегата с межремонтным ресурсом меньше нормативного межремонтного ресурса, решение о включении в годовой график следующего года этого ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики. При этом исчисление нормативного межремонтного ресурса начинается с момента окончания капитального ремонта.

216. При разработке годовых графиков ремонта гидроагрегатов следует учитывать следующие особенности:

первый капитальный ремонт гидроагрегатов после монтажа должен планироваться в сроки согласно требованиям организаций – изготовителей оборудования, при этом сроки вывода в ремонт могут быть изменены в зависимости от фактического технического состояния оборудования, контролируемого в процессе эксплуатации;

второй и последующие капитальные ремонты гидроагрегатов после монтажа должны планироваться на период, определяемый структурой ремонтных циклов, установленных в настоящих Правилах, если иное не установлено требованиями организаций – изготовителей оборудования;

периодичность капитального ремонта гидроагрегатов, эксплуатируемых на непроектных для гидроагрегатов напорах, должна определяться в зависимости от технического состояния оборудования по согласованию с организациями – изготовителями оборудования;

ремонт вспомогательного оборудования, связанного со снижением рабочей мощности ГЭС, должен планироваться одновременно с ремонтом основного оборудования.

217. Разработка и согласование планов ремонта гидроагрегатов с субъектом оперативно-диспетчерского управления должны производиться в следующем порядке:

перспективный план ремонта с укрупненным объемом работ должен разрабатываться субъектом электроэнергетики и утверждаться им за 10 месяцев до начала планируемого периода (но не позднее 1 марта года, предшествующего планируемому);

предложения по годовым и месячным графикам ремонта гидроагрегатов должны разрабатываться субъектом электроэнергетики и представляются субъекту оперативно-диспетчерского управления в порядке и в сроки, установленные Правилами вывода в ремонт.

Корректировка годового графика ремонта гидроагрегатов (увеличение (уменьшение) продолжительности ремонта, изменение сроков вывода и окончания ремонта без изменения продолжительности ремонта, исключение ремонта) должна производиться на этапе месячного планирования с предоставлением субъектом электроэнергетики причин изменения сроков ремонта или их невыполнении (исключении из графика) и обосновывающих документов, подтверждающих

текущее техническое состояние оборудования (в случае исключения объемов ремонтных работ).

Все изменения по годовым и месячным графикам ремонта гидроагрегатов доводятся до лиц и организаций, привлекаемых к ремонту.

218. Годовые (месячные) планы ремонта вспомогательного оборудования должны разрабатываться с учетом годовых (месячных) графиков ремонта гидроагрегатов и утверждаются техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

219. Состав организационно-технических мероприятий по подготовке к ремонту и сроки их выполнения должны устанавливаться в планах подготовки к ремонту гидроагрегатов.

220. Субъекты электроэнергетики должны разработать:

перспективный план подготовки к ремонту гидроагрегатов на период 5 лет, совпадающий с периодом реализации перспективного плана ремонта гидроагрегата. В случаях если структура гидроагрегатов в планируемый период не изменяется или их количество уменьшается в связи с выводом из эксплуатации, а также при организации ремонта по техническому состоянию решение о разработке перспективного плана подготовки к ремонту оборудования ГЭС должно приниматься по усмотрению субъекта электроэнергетики;

годовой план подготовки к ремонту оборудования ГЭС, разрабатываемый в целях реализации годового графика ремонта субъектом электроэнергетики;

план подготовки к ремонту, разрабатываемый после согласования и утверждения ведомости планируемых работ по ремонту гидроагрегата, но не позднее, чем за 2 месяца до начала ремонта.

Субъект электроэнергетики вправе не разрабатывать отдельный план подготовки к ремонту, а включить его в виде раздела в годовой план подготовки к ремонту по ГЭС.

Сформированный план подготовки к ремонту должен утверждаться технический руководитель субъекта электроэнергетики.

Рекомендуемый перечень организационно-технических мероприятий, включаемых в перспективные, годовые и текущие планы подготовки к ремонту гидроагрегата, приведен в приложении № 49 к настоящим Правилам. Рекомендуемый образец перспективного (годового) плана подготовки к ремонтам гидроагрегата приведен в приложении № 50 к настоящим Правилам.

221. К моменту завершения разработки годового графика ремонта подготавливаются и уточняются ведомости планируемых работ по ремонту гидроагрегата, рекомендуемый образец которой приведен в приложении № 51 к настоящим Правилам.

222. При составлении ведомостей планируемых работ по ремонту гидроагрегата и вспомогательного оборудования должны учитываться:

перечень, объем и периодичность ремонта;

нормы и нормативы на выполнение планового ремонта гидроагрегатов;

требования ремонтной документации;

требования предписаний органов государственного надзора;

данные отчетных документов предыдущего капитального ремонта;

данные о повреждаемости конкретного оборудования и его составных частей, причинах ремонта, повторяемости дефектов, показателях надежности аналогичного оборудования;

данные доремонтных испытаний гидроагрегатов;

результаты мониторинга и оценки фактического технического состояния оборудования;

выполнение мероприятий из актов расследования причин аварий, карт отказов в работе.

223. Ведомость планируемых работ по ремонту должна утверждаться не позднее, чем за 2 месяца до начала ремонта техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Изменения в ведомости планируемых работ по ремонту должны вноситься по результатам:

доремонтных испытаний гидроагрегата с оформлением соответствующих ведомостей показателей технического состояния гидротурбины и гидрогенератора, рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях № 52 и № 53 к настоящим Правилам;

дефектации оборудования.

Все изменения объема ремонта, установленные по результатам испытаний до ремонта и дефектации оборудования, должны оформляться ведомостью дополнительных работ по ремонту гидроагрегата и протоколом исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту гидроагрегата, рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях № 54 и № 55 к настоящим Правилам.

Все изменения объема ремонта согласуются с организациями – исполнителями ремонта и утверждены техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

224. Ремонтная документация, предоставляемая субъектом электроэнергетики организации – исполнителю ремонта, должна включать в себя:

конструкторскую и технологическую документацию на сложные специализированные работы, модернизацию оборудования, выполнение которых требует разработки организацией – исполнителем ремонта технологии и специальной оснастки для производства этих работ;

утвержденную ведомость планируемых работ по ремонту, включая объем работ по контролю и обследованию металла, конструкторскую и технологическую документацию на все предусматриваемые при ремонте конструктивные изменения узлов и систем оборудования, не требующие специальной подготовки и оснастки для их выполнения;

проектную документацию, в том числе: план размещения узлов и крупных деталей ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схемы транспортных перемещений внутри цехов и на территории электростанции, схемы постов энергоносителей и документацию, установленную договором на

выполнение ремонтных работ между субъектом электроэнергетики и организацией-исполнителем ремонта;

документы о ранее выполненных ремонтах оборудования, данные о его техническом состоянии и данные об отказах оборудования в процессе эксплуатации;

данные по результатам доремонтных испытаний оборудования.

225. Не позднее, чем за 20 дней до начала ремонта:

субъект электроэнергетики, организации – исполнители ремонта должны провести проверку выполнения подготовительных работ в соответствии с планом подготовки к ремонту, результаты которых должны оформляться актами, фиксирующими выполнение этих работ;

каждая организация – исполнитель ремонта, участвующая в ремонте должна:

а) определить состав бригад (участков) по ремонту отдельных узлов (систем) оборудования по численности, квалификации и профессиям в соответствии с графиком выполнения ремонтных работ;

б) назначить руководителей работ по ремонту отдельных видов оборудования в соответствии с перечнем и объемом работ, принятым по договору;

в) назначить лиц, ответственных за охрану труда и материально-техническое обеспечение;

субъект электроэнергетики назначает ответственных представителей для участия во входном контроле оборудования, запасных частей и материалов, дефектации, подготовке технических решений, контроле качества, приемке из ремонта узлов и систем оборудования и лиц, ответственных за материально-техническое обеспечение.

226. Общее руководство ремонтом и координацию действий всех организаций – исполнителей ремонта должно осуществлять лицо, назначенное субъектом электроэнергетики (общий руководитель ремонта).

Общий руководитель ремонта может являться работником организации – исполнителя ремонта в случае, если договором о выполнении ремонтных работ предусмотрено его назначение. При этом такое назначение должно оформляться совместным приказом субъекта электроэнергетики и организации – исполнителя ремонта.

Организация работ и назначение работников, ответственных за безопасное ведение работ, должна производиться в соответствии с установленным порядком, определяемым правилами охраны труда.

227. Не позднее, чем за 10 дней до начала ремонта комиссии, состав которой определяется субъектом электроэнергетики, следует провести проверку готовности ГЭС к капитальному ремонту гидроагрегата с составлением акта, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 56 к настоящим Правилам.

228. В случае принятия комиссией решения о неготовности ГЭС к ремонту срок начала ремонта, его продолжительность и объем ремонтных работ должны определяться субъектом электроэнергетики в порядке, установленном пунктом 223 настоящих Правил.

229. До начала ремонтных работ производственные бригады должны быть ознакомлены с объемом ремонтных работ, сроком ремонта, графиком выполнения ремонтных работ, мероприятиями по безопасности труда, противопожарными мероприятиями, правилами внутреннего распорядка.

230. Временем начала ремонта гидроагрегатов считается время отключения гидрогенератора (трансформатора) от электрической сети.

231. При выводе гидроагрегата в ремонт из резерва началом ремонта считается время, указанное субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в разрешении на вывод оборудования в ремонт, выданном на основании заявки субъекта электроэнергетики.

232. Временем начала ремонта вспомогательного оборудования, ремонтируемого отдельно от гидроагрегатов, считается время вывода в ремонт,

зафиксированное в журнале оперативного персонала.

233. Вывод в ремонт гидроагрегата должен производиться в соответствии с месячным графиком ремонта с разрешения субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике по программе, утвержденной техническим руководителем субъекта электроэнергетики или ГЭС.

Указанная программа должна предусматривать:

проведение на работающем гидроагрегате эксплуатационных испытаний по специальной программе, составленной в соответствии с обязательными требованиями, устанавливающими порядок разработки, согласования и утверждения программ испытаний на ГЭС. Испытания должны проводиться не ранее чем за месяц и не позднее, чем за 5 дней до вывода в ремонт. Результаты испытаний заносят в ведомости параметров технического состояния гидроагрегата;

уборку гидроагрегата снаружи (площадки обслуживания, наружная поверхность оборудования, трубопроводов) от пыли, мусора, удаление с рабочих мест постороннего оборудования, материалов; уборка должна выполняться не позднее, чем за 2 дня до останова.

234. После останова оборудования в ремонт персонал ГЭС должен:

произвести все отключения, обеспечивающие безопасные условия производства работ в соответствии с требованиями охраны труда и федеральными нормами и правилами в сфере промышленной безопасности. Отключения должны производиться согласно программе, графику, утвержденным техническим руководителем субъекта электроэнергетики. При выполнении операций по отключению персонал ГЭС должен обеспечить возможность начала ремонтных работ на узлах и системах гидроагрегата в сроки, предусмотренные графиком выполнения ремонтных работ;

выдать общий наряд-допуск на ремонт оборудования и обеспечить функционирование системы допуска производственного персонала организации – исполнителя ремонта на рабочие места в течение всего срока выполнения

ремонтных работ в соответствии с требованиями охраны труда и федеральными нормами и правилами в сфере промышленной безопасности;

установить режим работы подразделений обеспечения, а также грузоподъемных и транспортных средств в соответствии с графиком ремонта.

235. Ответственные лица субъекта электроэнергетики, назначенные в соответствии с пунктом 226 настоящих Правил должны:

участвовать в проведении входного контроля применяемых при ремонте материалов и запасных частей;

осуществлять организацию контроля персоналом ГЭС за ходом ремонта и проверок качества выполнения ремонтных работ, не вмешиваясь в деятельность организаций – исполнителей ремонта;

участвовать в дефектации оборудования и его основных узлов;

определять по результатам дефектации необходимость выполнения запланированных и дополнительных объемов ремонтных работ. При этом должна составляться ведомость дополнительных работ по ремонту гидроагрегата и протокол исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту гидроагрегата, рекомендуемые образцы которых приведены в приложениях № 54, № 55 к настоящим Правилам соответственно;

оформлять совместно с организациями – исполнителями ремонта акт дефектации оборудования установки, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 57;

принимать решения, связанные с возникшей необходимостью замены некоторых материалов для ремонта, и составить акт об использовании для ремонта гидроагрегатов материалов – заменителей, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 58 к настоящим Правилам;

по завершении ремонта составить ведомость выполненных работ по ремонту гидроагрегатов, рекомендуемый образец которой приведен в приложении № 59 к настоящим Правилам;

принимать предъявляемые к сдаче отремонтированные узлы и

отремонтированное оборудование в целом и контролируют его опробование.

Опробование (испытание) отдельных видов оборудования, систем и механизмов в процессе ремонта до предъявления комиссии по приемке должно проводиться персоналом ГЭС в соответствии с действующими инструкциями по эксплуатации, правилами охраны труда, правилами пожарной безопасности при обязательном участии организации – исполнителя ремонта (в случае ее привлечения).

По результатам опробования (испытаний) оборудования должны составляться отчетные документы, перечень которых должен устанавливаться субъектом электроэнергетики и направляться организации – исполнителю ремонта.

236. Субъект электроэнергетики должен вмешаться в производство работ, выполняемых организацией – исполнителем ремонта, в случае если такая организация:

своими действиями вызвала угрозу нарушения нормальной эксплуатации действующего оборудования, нарушает правила по охране труда, правила технической и пожарной безопасности;

выполняет работы с нарушением согласованного графика выполнения ремонтных (окончание их в срок оказывается под угрозой);

допустила и не устранила дефекты, которые могут быть скрыты последующими работами, не произвела приемку скрытых работ с участием ответственных представителей субъекта электроэнергетики;

не выполняет требования ремонтной документации.

237. Субъект электроэнергетики при проведении контроля ремонтных работ обязан:

осуществлять входной контроль качества применяемых материалов и запасных частей;

проводить оперативный контроль качества выполняемых ремонтных работ;

обеспечить сдачу по акту скрытых работ в соответствии с ходом

исполнения графика выполнения ремонтных работ;

контролировать соответствие отремонтированных составных частей и деталей требованиям ремонтной документации.

238. Субъект электроэнергетики должен передать организации – исполнителю ремонта необходимую для выполнения ремонтных работ технологическую оснастку, специальные грузозахватные приспособления и такелаж, полученные совместно с оборудованием от его изготовителей.

239. Субъект электроэнергетики совместно с организациями – исполнителями ремонта с учетом объема дополнительных ремонтных работ должны определить возможность и сроки их выполнения, обеспеченность финансовыми, материальными и трудовыми ресурсами. После этого субъект электроэнергетики должен принять решение о возможности выполнения дополнительных работ в плановый срок или о необходимости оформления документов на продление срока ремонта.

В обосновании продления срока ремонта субъект электроэнергетики должен указать причины отклонения фактического объема ремонтных работ от планового.

240. Документы на продление планового срока ремонта гидроагрегата должны рассматриваться субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в порядке и в сроки, установленные Правилами вывода в ремонт.

241. В случаях если выявленные дефекты не могут быть устранены в процессе ремонта в полном объеме в соответствии с требованиями ремонтной документации, субъект электроэнергетики совместно с организациями – исполнителями работа должен принять технические решения о сроках и порядке устранения дефектов. Сроки выполнения мероприятий по каждому техническому решению не должны превышать 12 месяцев с момента их принятия, кроме случаев требующих получения соответствующего согласования организации – изготовителя оборудования или аккредитованной экспертной организации в

порядке, установленном законодательством Российской Федерации об аккредитации.

242. Субъект электроэнергетики должен проводить приемку оборудования из капитального и текущего ремонта.

Порядок и условия приемки гидроагрегатов из типового текущего ремонта и необходимость проведения приемо-сдаточных испытаний должны устанавливаться субъектом электроэнергетики.

При выполнении в процессе текущего ремонта сверхтиповых ремонтных работ приемка из текущего ремонта должна производиться в соответствии с требованиями пунктов 244 – 269 настоящих Правил.

243. Приемку гидроагрегатов из капитального ремонта должна производить комиссия по приемке, возглавляемая техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Состав комиссий по приемке должен определяться субъектом электроэнергетики.

Приемку из ремонта отдельных составных частей гидроагрегата и вспомогательного оборудования должны производить комиссии, возглавляемые руководителями подразделений объекта электроэнергетики, в ведении которых находится ремонтируемое оборудование.

244. Комиссии по приемке должны производить:

контроль документации, составленной перед ремонтом, в процессе ремонта и после ремонта и отражающей техническое состояние оборудования и качество выполненных ремонтных работ;

предварительную оценку качества отремонтированных гидроагрегатов и их оборудования, а также оценку качества выполненных ремонтных работ;

оценку соответствия требованиям правил пожарной безопасности отремонтированного оборудования;

уточнение технического состояния оборудования по данным эксплуатации в течение подконтрольной эксплуатации, а также по данным приемо-сдаточных испытаний;

окончательную оценку качества отремонтированных энергоустановок и оценку качества выполненных ремонтных работ.

245. Приемка гидроагрегата из ремонта должна производиться по программе, утвержденной техническим руководителем субъекта электроэнергетики и согласованной с организациями – исполнителями ремонта.

Программа приемки должна содержать:

перечень приемо-сдаточных испытаний, сроки и ответственных за их проведение;

разработку программ приемо-сдаточных испытаний гидротурбины, гидрогенератора и вспомогательного оборудования с указанием сроков и лиц, ответственных за выполнение испытаний;

сроки проведения проверки отчетной ремонтной документации и ответственных за ее проведение;

сроки проведения опробования и приемку отдельных видов оборудования, а также ответственных за ее проведение;

особые условия приемки отдельных видов оборудования из ремонта;

иные мероприятия, связанные с проведением приемо-сдаточных испытаний.

246. Организации – исполнителю ремонта необходимо представить комиссии по приемке ремонтную документацию, составленную в процессе ремонта, в том числе:

ведомость выполненных работ по ремонту;

протоколы технических решений по выявленным, но не устраненным дефектам;

формуляры, карты контроля, карты измерений, протоколы и иные документы, характеризующие (фиксирующие) техническое состояние составных

частей оборудования до и после выполнения ремонтных работ и степень соответствия отремонтированных составных частей требованиям ремонтной документации;

результаты входного контроля, сертификаты на использованные в процессе ремонта материалы и запасные части;

протоколы опробования отдельных видов оборудования, входящего в состав гидроагрегата;

акты приемки скрытых работ;

документы по выполнению ремонта, установленные договором на выполнение ремонта, заключенным между субъектом электроэнергетики и организацией – исполнителем ремонта.

Документация предъявляется комиссии по приемке не позднее, чем за два дня до окончания ремонта. Перечень документации, указанный в настоящем пункте Правил, должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

247. После ремонта должны проводиться приемо-сдаточные испытания гидроагрегата и вспомогательного оборудования в целом для проверки качества сборки и регулировки, а также для проверки эксплуатационных показателей на соответствие установленным требованиям. Испытания должны проводиться по программе, составленной в соответствии с обязательными требованиями, устанавливающими порядок разработки, согласования и утверждения программы испытаний на ГЭС.

248. Приемо-сдаточные испытания гидроагрегата должны проводиться в два этапа:

испытания при пуске;

испытания под нагрузкой.

Сроки проведения приемо-сдаточных испытаний должны обеспечить включение энергоустановки под нагрузку согласно графику выполнения ремонтных работ.

249. Испытания должны проводиться по программе, утвержденной техническим руководителем субъекта электроэнергетики и согласованной с организацией – исполнителем ремонта. В случае если при производстве испытаний возникает необходимость проведения переключений на оборудовании, являющемся объектом диспетчеризации, программа испытаний в части переключений согласуется с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Программа приемо-сдаточных испытаний должна включать:

на этапе пуска – порядок проведения испытаний оборудования, продолжительность испытаний, ответственных лиц и особые указания (при наличии);

на этапе испытаний под нагрузкой – перечень режимов и контролируемых параметров, продолжительность испытаний, лиц, ответственных за проведение испытаний.

Программа должна соответствовать требованиям ПТЭ и инструкциям по эксплуатации оборудования.

250. По результатам контроля, испытаний и опробования оборудования, проверки и анализа документации комиссия по приемке должна установить возможность пуска гидроагрегата.

251. Пуск и включение в электрическую сеть гидроагрегата после ремонта должны производиться по распоряжению технического руководителя субъекта электроэнергетики и выполняться эксплуатационным персоналом после сдачи исполнителями ремонта наряда-допуска на ремонт.

Разрешение на пуск должно оформляться в журнале распоряжений, находящемся на рабочем месте начальника смены ГЭС.

252. Перед пуском руководители работ организаций, участвующих в ремонте, при наличие особенностей пуска, не определенных в инструкциях по эксплуатации гидроагрегата и входящего в ее состав оборудования, передают в письменном виде руководителям соответствующих подразделений ГЭС указания,

не противоречащие требованиям ПТЭ, содержащие особенности пуска и опробования оборудования при проведении приемо-сдаточных испытаний.

Если в период пуска и опробования не были учтены требования к пуску и опробованию, переданные руководителю эксплуатационного подразделения ГЭС руководителем ремонтных работ, то последний имеет право потребовать изменить режим пуска и опробования или произвести останов гидроагрегата.

253. Гидроагрегаты и вспомогательное оборудование ГЭС, прошедшие капитальный ремонт, подлежат приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 часов. Для ГЭС, работающих в пиковом режиме при ограниченных водных ресурсах, испытания под нагрузкой могут быть произведены в течение нескольких суток с суммарной наработкой 24 часа.

Капитальный ремонт оборудования гидроагрегатов считается завершенным при успешном проведении приемо-сдаточных испытаний при этом временем окончания капитального ремонта считается время включения гидрогенератора (трансформатора) в электрическую сеть.

254. Испытания под нагрузкой должны проводиться при номинальных параметрах, постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования по нормальной эксплуатационной схеме на различных режимах с доведением нагрузки до номинальной.

Если номинальные нагрузки и параметры не могут быть достигнуты по независящим от ГЭС причинам, а оборудование не может быть проверено в режиме номинальной нагрузки, допускается в программе испытаний устанавливать другие нагрузки и параметры. Режимы приемо-сдаточных испытаний при этом должны устанавливаться субъектом электроэнергетики и согласуются с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и отражаются в акте приемки.

255. Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или обнаруженные дефекты требуют в соответствии с требованиями ПТЭ и

инструкцией по эксплуатации оборудования немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования (систем), при которых в соответствии с требованиями ПТЭ и инструкцией по эксплуатации оборудования не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний решается в зависимости от характера нарушений техническим руководителем ГЭС.

При этом обнаруженные дефекты должны устраняться организациями – исполнителями ремонта в сроки, согласованные с субъектом электроэнергетики, но не позднее срока окончания подконтрольной эксплуатации.

Если приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытаний постановки под нагрузку.

При этом приемо-сдаточные испытания оборудования должны проводиться в течение 48 часов с момента последней постановки оборудования под нагрузку.

256. Если в течение приемо-сдаточных испытаний не были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или обнаруженные дефекты не требуют немедленного останова, то комиссии по приемке следует принять решение о приемке гидроагрегата из ремонта.

257. Если по завершении ремонта по условиям работы ГЭС отремонтированное оборудование не вводится под нагрузку и переводится в резерв, то это оборудование должно приниматься комиссиями по приемке по итогам технического контроля, испытаний и опробований, проведенных в процессе ремонта. Временем окончания ремонта считается время постановки в резерв или время вывода в вынужденный простой.

На основании результатов контроля и представленных документов комиссии по приемке должны оформить акты приемки из ремонта оборудования, установить предварительные оценки качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ.

При этом субъект электроэнергетики при вводе гидроагрегата в эксплуатацию по окончании ее нахождения в резерве должен обеспечить проведение приемо-сдаточных испытаний при пуске и под нагрузкой, а также проведение подконтрольной эксплуатации. После завершения подконтрольной эксплуатации должны устанавливаться окончательные оценки качества ремонта.

258. Приемка из ремонта составных частей, технических систем, вспомогательного оборудования гидроагрегатов должна оформляться актом, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 60 к настоящим Правилам.

Акты, указанные в настоящем пункте настоящих Правил, утверждаются техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Акты, указанные в настоящем пункте настоящих Правил, должны составляться на приемку из ремонта одного вида или марки оборудования, группы отдельных видов оборудования или различных составных частей основного оборудования, ремонтируемых одной ремонтной организацией, ее подразделением или подразделением ГЭС.

К актам приемки указанного оборудования должны прикладываться следующие документы:

протоколы, акты и карты измерений, формуляры, справки, составленные совместно субъектом электроэнергетики и организацией – исполнителем ремонта;

ведомость дополнительных работ по ремонту;

протокол исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту гидроагрегата;

акт дефектации оборудования гидроагрегата;

акт об использовании для ремонта гидроагрегата – заменителей;

ведомость выполненных работ по ремонту гидроагрегата;

перечень предписаний органов государственного надзора, циркуляров, а также информационных сообщений организаций-изготовителей, требования которых выполнены в процессе ремонта;

перечень работ, выполненных с отклонениями от установленных требований, причины отклонений;

документы, предоставление которых предусмотрено договором на выполнение ремонтных работ между субъектом электроэнергетики и организацией – исполнителем ремонта.

Рекомендуемые образцы, указанных в настоящем пункте настоящих Правил документов, приведены в приложениях № 54, № 55, № 57 – 59 к настоящим Правилам.

259. Приемка из ремонта гидроагрегата должна оформляться актом, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 61 к настоящим Правилам.

260. Акт приемки из ремонта гидроагрегата и вспомогательного оборудования должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики в течение 5 дней после окончания приемо-сдаточных испытаний.

261. После окончания приемо-сдаточных испытаний начинается подконтрольная эксплуатация отремонтированного оборудования, которая завершается через 30 календарных дней с момента включения оборудования под нагрузку.

262. В период подконтрольной эксплуатации должна быть завершена проверка работы оборудования на всех режимах, испытания и наладка всех систем.

Наладочные работы должны производиться по отдельным программам, согласованным до начала ремонта с организациями, участвующими в их проведении.

263. При необходимости, определяемой технологической документацией, выполнения в период подконтрольной эксплуатации контроля технического состояния отремонтированных ответственных составных частей и узлов оборудования, проведения регулировки и наладки допускается останов гидроагрегата, который не влияет на оценку качества выполненных ремонтных работ.

Фактически выполненные работы и продолжительность останова гидроагрегата отражаются в акте приемки из ремонта.

Продолжительность подконтрольной эксплуатации увеличивается на величину простоя оборудования, если величина простоя оборудования превышает 5 суток.

264. По результатам подконтрольной эксплуатации должны оформляться ведомости параметров технического состояния гидротурбины и гидрогенератора.

Рекомендуемые образцы ведомостей показателей технического состояния приведены в приложениях № 52 и № 53 к настоящим Правилам.

265. При приемке оборудования из ремонта комиссия по приемке должна провести оценку:

качества отремонтированного оборудования;

качества выполненных ремонтных работ;

соответствия требованиям правил пожарной безопасности.

266. Оценка качества отремонтированного оборудования должна проводиться в порядке, установленном пунктами 120-127, 131, 132 настоящих Правил.

267. Оценка качества выполненных ремонтных работ в отношении каждого из отремонтированных отдельных составных частей и каждой системы гидроагрегата и вспомогательного оборудования должна проводиться в порядке, установленном пунктами 128-132 настоящих Правил.

268. Оценка соответствия требованиям правил пожарной безопасности должна проводиться в порядке, установленном пунктами 133 - 136 настоящих

Правил.

269. Организации – исполнителю ремонта к моменту окончания подконтрольной эксплуатации следует представить субъекту электроэнергетики документы на отремонтированное им оборудование, перечень которых должен быть приведен в акте приемки оборудования гидроагрегата из ремонта.

По окончании подконтрольной эксплуатации оборудования субъект электроэнергетики в 10-дневный срок должен оформить отчетную документацию по произведенному ремонту.

270. Для применения вида организации ремонта по техническому состоянию гидроагрегатов субъект электроэнергетики должен обеспечить выполнение требований пунктов 11, 13, 14, 15 настоящих Правил.

Рекомендуемый образец решения о применении вида организации ремонта по техническому состоянию приведен в приложении № 62 к настоящим Правилам.

271. Для организации ремонта по техническому состоянию вспомогательного оборудования ГЭС субъект электроэнергетики должен обеспечить выполнение пунктов 12, 13, 14, 15 настоящих Правил.

272. При организации ремонта по техническому состоянию субъекту электроэнергетики необходимо обеспечить:

диагностирование технического состояния оборудования с применением методов и технических средств, позволяющих получить достоверные результаты для контроля и прогнозирования технического состояния и принятия решения о необходимости ремонта оборудования;

соблюдение периодичности и объема контроля технического состояния оборудования.

273. При планировании ремонта по техническому состоянию оборудования ГЭС должны быть разработаны:

перспективные планы контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов;

годовые и месячные графиков контроля технического состояния и

ремонта гидроагрегатов;

годовые и месячные планы контроля технического состояния и ремонта вспомогательного оборудования ГЭС.

274. Субъекты электроэнергетики в перспективном плане контроля технического состояния и ремонта по техническому состоянию планируют по годам планируемого периода:

сроки и продолжительность остановов гидроагрегатов и вспомогательного оборудования ГЭС для выполнения контроля его технического состояния;

ориентировочную продолжительность и объемы ремонта по техническому состоянию, согласованные с планируемыми сроками выполнения контроля технического состояния и учитывающие требования пункта 5 настоящих Правил.

275. Перспективный план контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов должен разрабатываться субъектом электроэнергетики на 5 лет и содержать следующие сведения:

год, месяц вывода в ремонт или проведение контроля;

вид ремонта или контроля;

продолжительность ремонта или контроля;

дата завершения предыдущего капитального ремонта или контроля;

наработка: с начала эксплуатации; от последнего капитального ремонта; нормативная между капитальными ремонтами или контролем.

Рекомендуемый образец перспективного плана контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов приведен в приложении № 45 к настоящим Правилам.

276. Перспективный план контроля технического состояния и ремонта по техническому состоянию ежегодно дорабатывается со смещением периода планирования на один год с корректировкой по результатам контроля технического состояния.

277. Годовой график контроля технического состояния и ремонта по техническому состоянию гидроагрегатов должен разрабатываться на планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным планом контроля технического состояния и ремонта по техническому состоянию. При этом в годовой график контроля технического состояния и ремонта по техническому состоянию гидроагрегатов могут быть внесены обоснованные изменения относительно перспективного плана с учетом результатов контроля технического состояния оборудования.

Субъекты электроэнергетики в годовом графике контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов по техническому состоянию должны устанавливать:

сроки и продолжительность остановов гидроагрегатов для выполнения контроля технического состояния на первое полугодие годового графика с целью определения необходимости включения ремонта по техническому состоянию в годовой график ремонта следующего года;

сроки и объемы ремонта по техническому состоянию, которые определены по результатам контроля технического состояния гидроагрегатов.

Годовой график контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов должен разрабатываться субъектом электроэнергетики и содержать следующие сведения:

вид ремонта или контроля;

дата начала и окончания ремонта или контроля;

дата завершения предыдущего ремонта или контроля;

наработка от последнего капитального ремонта; нормативная между капитальными ремонтами или контролем.

Рекомендуемый образец годового графика контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов приведен в приложении № 48 к настоящим Правилам.

278. Годовой план ремонта по техническому состоянию вспомогательного оборудования ГЭС должен разрабатываться на планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным планом контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов. Субъекты электроэнергетики в годовом плане контроля технического состояния и ремонта вспомогательного оборудования по техническому состоянию должны устанавливать:

сроки и продолжительность остановов вспомогательного оборудования для выполнения контроля технического состояния на первое полугодие годового плана с целью определения необходимости включения ремонта по техническому состоянию в годовой план ремонта вспомогательного оборудования следующего года;

сроки и объемы ремонта вспомогательного оборудования по техническому состоянию, которые определены по результатам контроля технического состояния.

279. Подготовка к ремонту по техническому состоянию должна производиться в соответствии с пунктами 220 – 230 настоящих Правил.

280. Вывод в ремонт и производство ремонта по техническому состоянию должны производиться в соответствии с пунктами 231 – 242 настоящих Правил.

281. Приемка из ремонта и оценка качества должны производиться в соответствии с пунктами 243 – 270 настоящих Правил.

282. Техническое обслуживание гидротехнических сооружений ГЭС должно предусматривать выполнение комплекса мероприятий, направленных на поддержание исправного состояния сооружений и установленного на них механического оборудования, своевременному устранению отдельных дефектов на отдельных участках сооружений (составных частях оборудования), в том числе связанных с:

предохранением от повреждений противофильтрационных и дренажных систем и устройств, ливнеотводной сети;

предохранением поверхностей бетонных и грунтовых сооружений от

повреждений, вызванных неблагоприятными физическими, химическими и биологическими процессами, воздействием нагрузок и водной среды;

предохранением от повреждений механического оборудования, установленного на гидротехнических сооружениях (затворы, сороудерживающие решетки, грузоподъемное оборудование), устройств и путей для их перемещения;

обеспечением постоянной рабочей готовности насосов откачки воды из помещений подводной части гидротехнических сооружений;

выполнением мероприятий, по подготовке к эксплуатации в условиях весенне-летнего пожароопасного сезона, отопительного сезона, периодов половодий и паводков.

283. Состав работ и периодичность технического обслуживания гидротехнических сооружений должны определяться ЛНА субъекта электроэнергетики, и включать следующие мероприятия:

осмотры, наблюдение за состоянием и проверка отдельных элементов с применением измерительного контроля,

выявление дефектов;

контроль герметичности, ревизия и чистка элементов конструкций и систем;

выполнение ремонтных работ без создания помех в работе электростанции;

ведение технической документации по контролю состояния гидротехнических сооружений.

284. Техническое обслуживание гидротехнических сооружений и установленного на них механического оборудования (затворы, решетки, подъемные механизмы, иное оборудование) должно осуществляться субъектом электроэнергетики в соответствии ПТЭ и ЛНА субъекта электроэнергетики.

Все вопросы технического обслуживания гидротехнических сооружений и их механического оборудования, включая перечень выполняемых работ, их объем и периодичность (сроки), должны быть отражены в ЛНА субъекта электроэнергетики (местной производственной инструкции).

285. При проведении технического обслуживания гидротехнических сооружений субъект электроэнергетики должен:

установить состав работ по техническому обслуживанию и периодичность их выполнения по каждому гидротехническому сооружению и установленному на нем механическому оборудованию на основании эксплуатационной и ремонтной документации;

назначить по каждому гидротехническому сооружению лиц (лицо), ответственных за его сохранность, исправное техническое состояние и безопасную эксплуатацию гидротехнического сооружения, оборудования, помещений и коммуникаций, вводить систему контроля со стороны этих лиц за устранением дефектов на закрепленных за ними гидротехнических сооружениях.

286. Проведение и выполненный объем работ по техническому обслуживанию в сроки, установленные настоящими Правилами, а также ведение соответствующей технической документации постоянно контролируются лицом, уполномоченным субъектом электроэнергетики в качестве ответственного за состояние и безопасную эксплуатацию гидротехнических сооружений.

287. В целях учета работ по техническому обслуживанию гидротехнического сооружения ведется технический журнал по эксплуатации гидротехнического сооружения, в который также следует вносить сведения о техническом состоянии гидротехнических сооружений, нарушениях, допущенных в процессе эксплуатации, мероприятиях по техническому обслуживанию.

Рекомендуемый образец технического журнала по эксплуатации гидротехнического сооружения приведен в приложении № 63 к настоящим Правилам.

288. Соблюдение установленных настоящими Правилами сроков проведения и выполненный объем работ по техническому обслуживанию, а также ведение технической документации контролируются работниками, ответственными за эксплуатацию и надзор за гидротехническими сооружениями, назначенными субъектом электроэнергетики.

289. Система ремонта гидротехнических сооружений включает совокупность организационных и технических мероприятий по установлению технического состояния гидротехнических сооружений, проведению планового ремонта их конструктивных элементов и механического оборудования в сроки, установленные ремонтной документацией, с целью подержания исправности и эксплуатационной надежности, предупреждения их преждевременного износа и обеспечения надежной работы технологического оборудования электростанций при соблюдении требований по охране окружающей среды.

290. Задачей ремонтного обслуживания являются поддержание гидротехнических сооружений в работоспособном состоянии путем проведения плановых и неплановых ремонтных работ. Объем плановых ремонтных работ должен определяться необходимостью постоянного обеспечения безопасности и поддержания исправного и работоспособного состояния сооружений.

291. Ремонты гидротехнических сооружений подразделяются на текущие и капитальные.

Текущий ремонт гидротехнических сооружений направлен на обеспечение нормальной эксплуатации и должен предусматривать выполнение работ по систематическому и своевременному предохранению и защите конструкций гидротехнических сооружений, их механического и инженерного оборудования от преждевременного износа путем устранения повреждений и неисправностей, возникающих на отдельных участках сооружения, для обеспечения работоспособности ремонтируемых участков сооружений и элементов оборудования.

Капитальный ремонт гидротехнических сооружений включает работы по восстановлению (конструктивным изменениям, замене) изношенных конструкций гидротехнических сооружений, их механического и инженерного оборудования (их элементов), повреждения которых снижают надежность и безопасность их эксплуатации или ограничивают их эксплуатационные возможности, за исключением полной смены или замены основных конструкций, срок службы

которых в гидротехнических сооружениях является наибольшим, а также замену отдельных элементов строительных конструкций на аналогичные или иные, улучшающие показатели таких конструкций, и (или) восстановление указанных элементов.

292. Капитальный ремонт гидротехнических сооружений должен производиться в соответствии с нормами Федерального закона от 21.07.1997 № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3589; 2016, № 27, ст. 4188).

Капитальный ремонт участков, площадок гидротехнических сооружений, которые идентифицированы как опасные производственные объекты, должен производиться в соответствии с законодательством Российской Федерации о промышленной безопасности.

Капитальный ремонт гидротехнических сооружений должен производиться с учетом градостроительного законодательства Российской Федерации.

293. Капитальный ремонт гидротехнических сооружений следует проводить в зависимости от их состояния без создания по возможности ограничений в работе электростанции.

294. Выполнению капитального ремонта гидротехнического сооружения предшествует составление проектной документации капитального ремонта, обосновывающей принятое техническое решение, принятый способ организации ремонтных работ, намеченные сроки ремонта, затраты.

К составлению проектной документации капитального ремонта наиболее ответственных элементов гидротехнических сооружений (дренажных и водоупорных элементов; поверхностей, подверженных воздействию высокоскоростных потоков; гасителей энергии потока в нижнем бьефе), а также работ по укреплению их основания и береговых примыканий привлекаются проектные и экспертных организаций, аккредитованных в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации.

ППР и график капитального ремонта должен утверждать технический руководитель субъекта электроэнергетики.

295. Для проведения капитального ремонта объектов капитального строительства подготовка отдельных разделов проектной документации должна осуществляться на основании задания застройщика или технического заказчика в зависимости от содержания работ, выполняемых при капитальном ремонте объектов капитального строительства.

296. В проектной документации на капитальный ремонт гидротехнических сооружений, связанный с полным или частичным выводом их из эксплуатации или с ограничениями, накладываемыми на водный режим гидроузла, приводится обоснование пропускной способности водопропускных сооружений, допустимой в период ремонта.

297. На гидротехнических сооружениях должны проводиться неплановые ремонтные работы, связанные с необходимостью немедленного устранения нарушений, представляющих опасность для людей и создающих угрозу безопасности для основных гидротехнических сооружений и технологического оборудования, и с ликвидацией последствий таких нарушений.

К таким нарушениям и процессам относятся повреждения и процессы, способные в короткий промежуток времени привести к аварии гидротехнического сооружения, в том числе:

резкое усиление фильтрационных процессов и суффозионных явлений с образованием просадочных зон и оползневых участков в основании сооружений и их береговых примыканиях;

неравномерная осадка гидротехнических сооружений (отдельных участков, блоков) и их оснований, превышающая предельно допустимые значения и создающая угрозу их устойчивости;

закупоривание (заносы, завалы) водопропускных и водосбросных сооружений, снижающее их пропускную способность;

выход из строя затворов или их подъемных механизмов и систем

управления водосбросными и водопропускными устройствами;

активизация имеющихся повреждений (трещинообразование) несущих конструкций.

Субъект электроэнергетики заранее должен разработать конструктивно-технологические решения по предотвращению развития возможных опасных повреждений и аварийных ситуаций, в том числе технологические карты по соответствующим видам ремонтных работ.

298. Учет работ по ремонту по каждому гидротехническому сооружению ведется в ремонтной документации на каждое сооружение, которая должна отражать результаты всех выполненных работ и сведения об их исполнителях. Комплект такой документации является основным источником сведений, характеризующих текущее состояние гидротехнического сооружения. Эти сведения должны отражать техническое состояние сооружения на данный период времени, служить исходными данными при планировании работ по техническому обслуживанию и ремонту. Комплект документации должен храниться в течение всего периода эксплуатации сооружения до его ликвидации.

Сведения по капитальному ремонту гидротехнических сооружений заносятся в технические паспорта гидротехнических сооружений и сохраняются в комплектах ремонтной документации, формируемой после завершения ремонта и приемки сооружения из ремонта.

299. При ремонте гидротехнических сооружений должны обеспечиваться в объеме, предусмотренном проектом:

нормативные санитарно-бытовые условия и безопасность эксплуатационного и привлеченного персонала;

природоохранные мероприятия;

пожарная безопасность;

готовность в процессе производства работ к предотвращению и ликвидации последствий повреждений сооружений в нормальных и в чрезвычайных ситуациях.

300. Планирование ремонта гидротехнических сооружений должно включать разработку:

перспективных планов ремонта;

годовых графиков ремонта.

При планировании ремонта субъект электроэнергетики должен обеспечить:

возможное сокращение суммарного годового ремонтного периода;

возможное сокращение суммарного годового снижения мощности электростанции, состава и параметров действующего оборудования, обусловленного проводимым ремонтом.

Планы ремонта должен утверждать технический руководитель субъекта электроэнергетики.

301. При наличии ограничений в период ремонта электростанции (снижения располагаемой мощности и других) годовые и месячные графики ремонта гидротехнических сооружений должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в порядке, установленном Правилами вывода в ремонт.

302. Проведение работ по капитальному ремонту гидротехнических сооружений должно осуществляться в соответствии с перспективными планами ремонта, годовыми и месячными графиками ремонта. Планы ремонта должны составляться на основании:

систематических осмотров, освидетельствований и обследований гидротехнических сооружений, в том числе после прохождения паводков и после отопительных сезонов;

внеочередных осмотров после стихийных бедствий или аварий (отказов);

систематического контроля состояния сооружений, включающего инструментальные наблюдения, обследования с определенной ремонтной документацией, периодичностью, и специальные обследования и испытания;

мероприятий, устанавливаемых материалами регулярного декларирования безопасности гидротехнических сооружений;

предписаний органов государственного надзора.

303. Перспективный план ремонта гидротехнических сооружений должен разрабатываться на 5 и более лет и утверждаться субъектом электроэнергетики. Перспективный план служит основанием для разработки проектной документации, планирования материальных и финансовых ресурсов. Перспективный план ремонта гидротехнических сооружений должен содержать следующие сведения:

вид ремонта;

планируемая дата начала ремонта;

продолжительность ремонта;

ожидаемые ограничения режима электростанции;

укрупненный перечень работ;

сроки разработки проектной документации.

Рекомендуемый образец перспективного плана ремонта гидротехнических сооружений приведен в приложении № 64 к настоящим Правилам.

304. Годовое планирование ремонта гидротехнических сооружений должно производиться в соответствии с перспективным планом с учетом технического состояния гидротехнических сооружений. В годовой план ремонта могут быть внесены обоснованные изменения по сравнению с перспективным планом. Годовой план ремонта гидротехнических сооружений должен содержать следующие сведения:

вид ремонта;

укрупненный перечень работ;

объемы работ;

поквартальные планы работ;

дата начала и окончания ремонта;

исполнители работ.

Рекомендуемый образец годового плана ремонта гидротехнических сооружений приведен в приложении № 65 к настоящим Правилам.

305. Разработку, согласование и утверждение перспективных планов ремонта и годовых графиков ремонта гидротехнических сооружений должны производить в сроки, установленные субъектом электроэнергетики.

306. Объем и стоимость работ в годовом графике ремонта гидротехнических сооружений субъекты электроэнергетики следует определять:

по капитальному ремонту – на основании проектной документации на ремонт;

по текущему ремонту – на основании расчетных описей, составленных при проведении осмотров гидротехнических сооружений, записей в эксплуатационной документации.

307. Годовой график ремонта гидротехнических сооружений должен устанавливать вид ремонта, сроки проведения ремонта и планируемый объем работ.

К годовому графику ремонта должны прилагаться:

ведомости планируемых работ по ремонту по каждому гидротехническому сооружению, включенному в график ремонта;

пояснительная записка, в которой отражается обеспеченность планируемых объемов ремонта проектной, технической и сметной документацией, МТР.

308. Ведомость планируемых работ по ремонту гидротехнических сооружений должен формироваться на основе:

результатов мониторинга и оценки фактического технического состояния гидросооружений;

результатов производственного контроля и проведенных осмотров, освидетельствований и обследований зданий и гидротехнических сооружений для определения их фактического технического состояния;

данных из технических журналов;

отчетных документов предыдущего ремонта;

предписаний органов государственного надзора.

309. Субъект электроэнергетики при планировании капитального ремонта

гидротехнических сооружений должен учитывать следующие условия:

время проведения ремонта гидротехнического сооружения совмещается с капитальным ремонтом соответствующего оборудования;

проведение ремонта гидротехнического сооружения с большим объемом работ в несколько этапов с целью сокращения времени их вывода из работы;

выполнение всех подготовительных работ до вывода гидротехнического сооружения в ремонт.

310. В случаях если годовым графиком капитального ремонта гидротехнического сооружения предусматривается производство ремонтных работ, требующих для своего выполнения увеличения продолжительности ремонта свыше предусмотренной перспективным планом, решение о продолжительности ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

В случаях если по результатам технического контроля и комплексных обследований по определению фактического технического состояния гидротехнических сооружений выявлена необходимость проведения капитального ремонта с периодичностью, менее установленной в перспективном плане, решение о включении в годовой график этого ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

311. Для выполнения непланового ремонта, связанного с устранением нарушений, представляющих опасность для людей и создающих угрозу безопасности для объектов ГЭС, годовой график ремонта ГЭС может быть скорректирован субъектом электроэнергетики.

312. Текущий ремонт гидротехнических сооружений должен производиться в течение всего года по годовому графику, составленному субъектом электроэнергетики на основании результатов контроля технического состояния сооружений. Годовой график текущего ремонта должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

313. Состав организационных и технических мероприятий и сроки их

выполнения должны устанавливаться в годовых планах подготовки к ремонту гидротехнических сооружений.

314. Субъект электроэнергетики должен разработать годовой план подготовки к ремонтам после утверждения годового графика ремонта гидротехнических сооружений. Годовой план подготовки к ремонтам должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики до конца года, предшествующего планируемому.

315. Подготовка к капитальному ремонту может быть начата в году, предшествующему планируемому по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

316. Субъект электроэнергетики и организации – исполнители ремонта должны осуществлять согласование комплекта технологических карт на выполнение всех видов ремонтных работ в соответствии с принятым перечнем и объемами.

317. Вскрытие котлована вблизи гидротехнических сооружений допускается при наличии проекта с обоснованием устойчивости, механической и фильтрационной прочности, разработанного проектными организациями.

318. При подготовке к ремонту гидротехнических сооружений субъект электроэнергетики совместно с организацией – исполнителем ремонта (при ее наличии) должен:

проводить предремонтное освидетельствование гидротехнического сооружения комиссией, состоящей из представителей субъекта электроэнергетики и организации – исполнителя ремонта (если она к этому времени определена) с возможным привлечением экспертной организацией, аккредитованной в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации, по результатам которого составить акт, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 66 к настоящим Правилам;

на основании акта освидетельствования гидротехнического сооружения и акта общего технического осмотра составлять ведомость планируемого объема

ремонтно-строительных работ, рекомендуемый образец которой приведен в приложении № 67 к настоящим Правилам, которую в дальнейшем уточняет после начала ремонта;

составлять график выполнения работ.

319. Субъект электроэнергетики завершает уточнение перечня и объема ремонтных работ гидротехнических сооружений не позднее, чем за 2 месяца до начала ремонта, после чего ведомость планируемых работ по ремонту должна утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики. В ведомость планируемых работ по ремонту включаются требования из предписаний органов государственного надзора, если они доведены до субъекта электроэнергетики не позднее, чем за 2 месяца до начала ремонта.

320. С учетом составленных ведомостей объемов работ по ремонту конкретных гидротехнических сооружений субъект электроэнергетики должен сформировать по каждому гидротехническому сооружению проектную документацию или заказать ее разработку проектной организации.

321. При привлечении к выполнению ремонтных работ гидротехнических сооружений организации – исполнителя ремонта субъект электроэнергетики должен обеспечить подготовку следующих документов:

проектной документации;

ведомости объема ремонтных работ;

схемы транспортных перемещений внутри цехов и на территории электростанции, схемы постов энергоносителей;

графика выполнения ремонтных работ;

графика передачи материалов, оборудования, изделий, учитывающего сроки выполнения ремонтных работ;

графика совмещения ремонтных работ и производственных процессов электростанции.

322. За 20 дней до начала ремонта гидротехнических сооружений:

а) субъект электроэнергетики, организации – исполнители ремонта должен

провести проверку выполнения подготовительных работ в соответствии с планом подготовки к ремонту;

б) каждая организация – исполнитель ремонта, участвующая в ремонте, должна:

определить состав бригад (участков) по ремонту отдельных элементов, конструкций гидротехнических сооружений в соответствии с графиком выполнения ремонтных работ;

назначить руководителей работ по ремонту отдельных элементов, конструкций гидротехнических сооружений в соответствии с перечнем и объемом работ, установленных договором на выполнение ремонтных работ;

назначить лиц, ответственных за охрану труда и обеспечение МТР;

проверить квалификацию (удостоверения) всего персонала, привлеченного к выполнению ремонта гидротехнических сооружений и их механического оборудования на право выполнения работ.

в) субъект электроэнергетики должен назначить ответственных представителей для участия во входном контроле материалов, оборудования и запасных частей, дефектации, подготовке технических решений, контроле качества, приемке из ремонта элементов, конструкций гидротехнических сооружений и лиц, ответственных за обеспечение МТР.

323. Не позднее, чем за 10 дней до начала капитального ремонта гидротехнических сооружений комиссии, состав которой должен определять субъект электроэнергетики, следует провести проверку готовности гидротехнического сооружения к производству ремонтных работ с составлением акта, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 68 к настоящим Правилам. Акт готовности должен утверждаться технический руководитель субъекта электроэнергетики.

При установлении комиссией неготовности электростанции к ремонту гидротехнического сооружения вопрос о сроке начала ремонта, его продолжительности и объеме ремонтных работ решает субъект

электроэнергетики.

324. До начала ремонтных работ гидротехнических сооружений производственные бригады должны быть ознакомлены с объемом ремонтных работ, сроком ремонта, графиком выполнения ремонтных работ, технологическими картами на ремонт, мероприятиями по охране труда, противопожарными мероприятиями, правилами внутреннего распорядка.

325. В целях проведения ремонта гидротехнических сооружений субъект электроэнергетики должен:

обеспечить готовность сооружений к ремонту;

обеспечить подготовку разрешений на производство работ в зоне ВЛ и связи, эксплуатируемых участков железных и автомобильных дорог или в полосе отвода этих дорог, на вскрытие дорожных покрытий в местах прохождения подземных коммуникаций (со схемами коммуникаций), на снос строений, мешающих ремонту, отвод участка для отсыпки строительного мусора; необходимость в оформлении упомянутых разрешений должна устанавливаться на основании проектной документации и ППР;

выдать наряд-допуск на ремонт ремонтно-строительным подразделениям электростанции и (или) акт-допуск – привлекаемым организациям – исполнителям ремонта;

обеспечить допуск ремонтного персонала в зону ремонта;

обеспечить при необходимости, определяемой проектной документацией, временный перенос ЛЭП, связи, сетей водопровода, канализации, электроосвещения и других коммуникаций, пересадку зеленых насаждений, препятствующих проведению ремонтных работ, отсоединение действующих инженерных сетей, согласно правилам охраны труда, освобождение приобъектной территории от временных строений, выдачу заключений о надежности находящихся в эксплуатации металлоконструкций, деталей, эстакад при производстве работ на высоте, выдачу данных о степени вредности факторов на рабочих местах при производстве ремонтных работ;

выполнить отключение работающего оборудования при производстве капитального ремонта механического оборудования гидротехнических сооружений;

выполнить мероприятия по технике безопасности и охране труда в соответствии с ППР;

осуществить в процессе ремонта строительный контроль за выполнением работ в соответствии с нормами Градостроительного кодекса Российской Федерации и требованиями Положения о проведении строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства, утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 21.06.2010 № 468 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 26, ст. 3365) (далее – Положение о проведении строительного контроля), а также контроль за соответствием перечня, объема и стоимости выполненных работ проектной документации, ППР, соответствием материалов, изделий, конструкций действующим стандартам и техническим условиям без вмешательства в хозяйственную деятельность организации – исполнителя ремонта; произвести приемку всех скрываемых последующими работами и конструкциями выполненных ремонтных работ с составлением актов;

произвести присоединение сетей после извещения о готовности сетей к присоединению;

принять после ремонта гидротехнические сооружения.

326. В целях проведения ремонта гидротехнических сооружений организация – исполнитель ремонта должна:

выполнить работы по ремонту гидротехнических сооружений в соответствии с утвержденной проектной документацией, ППР, разрешается применение типовых проектов производства работ, типовых технологических карт с привязкой к месту выполнения работ;

обеспечить с начала производства работ оформление наряд-допуска, выдачу заданий производителям работ и бригадирам;

обеспечить в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации и требованиями Положения о проведении строительного контроля, строительный контроль за выполнением производителями ремонта требований проектной документации, ППР, строительных норм и правил, правил пожарной безопасности, правил по охране труда, соблюдение технологической, производственной и трудовой дисциплины, контроль качества применяемых материалов и выполняемых работ;

обеспечить сдачу по акту выполненных ремонтных работ, известить субъект электроэнергетики о готовности сетей к присоединению и сдаче отремонтированных гидротехнических сооружений.

327. В процессе ремонта гидротехнических сооружений субъект электроэнергетики должен обеспечить контроль качества строительных и монтажных работ, а также не допускать отклонения от проектной документации.

328. Применение новых материалов и технологий ремонтных работ гидротехнических сооружений допускается на отдельных участках по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

329. При техническом обслуживании и ремонте гидротехнических сооружений не допускается временное или постоянное размещение грузов и устройство каких-либо сооружений, в том числе причалов, автомобильных и иных подъездных путей, на бермах и откосах каналов, плотин и у подпорных стенок в пределах расчетной призмы обрушения без расчетного (проектного) обоснования и согласования субъекта электроэнергетики, владеющего на законном основании гидротехническим сооружением.

330. Производство в процессе взрывных работ вблизи гидротехнических сооружений допускается при условии обеспечения безопасности сооружений и оборудования, обоснованном в проектной документации.

331. При проведении ремонта гидротехнических сооружений не допускается:

превышение предельных временных нагрузок на перекрытия пролетов

водопропускных отверстий и мостовых переходов; с этой целью на хорошо просматриваемых местах следует установить и постоянно сохранять указатели предельно допустимых значений нагрузок на перекрытия по отдельным их зонам;

размещение громоздких предметов, оборудования и инвентаря в переходах и проходах, на крановых путях с нарушением их проектных габаритных размеров.

332. Разгрузку, погрузку и складирование материалов и деталей оборудования допускается производить только на предусмотренных проектом участках.

333. В процессе ремонта гидротехнических сооружений не допускается изменять конструктивные схемы несущих железобетонных и металлических элементов сооружений без проектного обоснования.

334. Несущие конструкции сооружений при проведении ремонтных работ гидротехнических сооружений предохраняются от перегрузок. Не допускается без согласования с проектной организацией подвеска, установка и крепление на таких конструкциях, не предусмотренных проектом технологического оборудования, транспортных средств и других устройств.

335. В случаях затопления в процессе ремонта подземных помещений гидротехнических сооружений следует установить причину и устранить ее, затем произвести откачку воды, очистку полов, стен и других строительных конструкций, их просушку и проветривание помещений.

Применяемый метод откачки не должен вызывать размыв и просадку грунтов основания.

336. В подземных помещениях при выполнении ремонтных работ гидротехнических сооружений параметры воздуха (температура, относительная влажность, скорость движения, содержание кислорода и углекислого газа) должны соответствовать санитарно-гигиеническим требованиям к условиям труда на размещаемых в недрах производственных объектах, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Система вентиляции должна обеспечивать подачу количества воздуха,

рассчитанного по содержанию углекислоты на наибольшее количество людей, находящихся одновременно в подземных помещениях при одновременной работе максимального количества оборудования. На всех рабочих местах должен контролироваться состав воздуха с периодичностью, установленной технологической документацией.

337. Весь ремонтный персонал при допуске на каждое рабочее место должен быть ознакомлен с условиями применения защитных средств, средств связи, с главными и запасными выходами и путями эвакуации из подземных помещений на поверхность. Лицо, ответственное за организацию работы по охране труда, должно ознакомить каждого работника с маршрутом эвакуации под роспись об ознакомлении.

338. Субъект электроэнергетики должен организовать учет всех лиц, находящихся в подземных помещениях и вышедших на поверхность. Порядок данного учета должен устанавливаться ЛНА субъекта электроэнергетики.

339. При проведении ремонтных работ на затапливаемых участках гидротехнических сооружений, защищаемых от затопления основными или ремонтными затворами (ограждениями), до начала работ и допуска ремонтного персонала на эти участки необходимо в соответствии с порядком, определяемым ЛНА субъекта электроэнергетики, проверить, в том числе путем осмотров, включая водолазные, на:

исправность затворов (заграждений) и связанного с их обслуживанием подъемного оборудования;

правильность посадки на порог затворов (заграждений) и водонепроницаемость уплотнений при работе под напором.

Если при проведении ремонтных работ будет обнаружена протечка воды через уплотнительные устройства или опорный контур затвора (заграждения), необходимо принять немедленные меры по ее устранению.

340. Общее руководство ремонтом и координацию действий всех организаций – исполнителей ремонта и персонала электростанции, принимающих

участие в ремонте гидротехнических сооружений, должно осуществлять лицо, специально назначенное для этого субъектом электроэнергетики.

В случаях, предусмотренных соответствующим договором между субъектом электроэнергетики и организацией – исполнителем ремонта, руководитель ремонта может быть назначен от ремонтной организации, что должно оформляться совместным приказом субъекта электроэнергетики и организации – исполнителя ремонта.

Организация работы по нарядам-допускам и назначение руководителей работ по нарядам должны производиться в соответствии с порядком, определяемым ЛНА субъекта электроэнергетики.

341. В период проведения ремонта гидротехнических сооружений субъект электроэнергетики должен обеспечить технический контроль за состоянием гидротехнического сооружения и иных сооружений, попадающих в зону влияния ремонтных работ, по специально предназначенным для этого программам наблюдений, составляемых с привлечением экспертной организацией, аккредитованной в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации.

342. Приемка гидротехнических сооружений из капитального ремонта и оценка качества выполненных работ должна осуществляться комиссией по приемке, назначаемой субъектом электроэнергетики, при участии ответственных представителей организации – исполнителя ремонта. Перечень процедур при приемке гидротехнического сооружения из ремонта приведен в приложении № 69 к настоящим Правилам.

Приемка выполненных работ по текущему ремонту гидротехнических сооружений должна осуществляться персоналом субъекта электроэнергетики с участием представителей организации – исполнителя ремонта.

343. Техническое состояние отремонтированных гидротехнических сооружений должно соответствовать требованиям, установленным ремонтной документацией Оценка соответствия должна производиться путем оформления

актов приемки гидротехнических сооружений из ремонта.

344. В ходе приемки гидротехнического сооружения из ремонта (капитального, текущего) субъекты электроэнергетики должны контролировать:

соответствие выполненных работ проектным решениям, требованиям безопасности гидротехнических сооружений и промышленной безопасности;

результаты испытаний строительных конструкций, технических средств и оборудования, обеспечивающих предупреждение аварий и локализацию их последствий.

345. Дефекты и несоответствия характеристик гидротехнических сооружений проектной документации, выявленные в ходе ремонта, должны быть устранены организациями – исполнителями ремонта до приемки сооружений из ремонта.

Приемка из ремонта гидротехнических сооружений с дефектами и невыполненными проектными решениями не допускается.

346. Приемка законченных ремонтом отдельных элементов, конструкций гидротехнических сооружений и механического оборудования, специальных работ должна осуществляться комиссиями по приемке, создаваемыми субъектом электроэнергетики и организацией – исполнителем ремонта. Результатом работы комиссий по приемке являются акты приемки конкретных элементов, конструкций сооружений, оборудования, работ. Совокупность актов рабочих комиссий, охватывающих все сооружения и оборудование законченного ремонтом сооружения, является основанием для принятия комиссией по приемке решения о возможности приемки сооружения из ремонта.

347. Комиссии по приемке должны принять конструкции (элемента) гидротехнических сооружений ГЭС, результаты работ, не доступных после завершения ремонта (скрытых работ), освидетельствование которых в дальнейшем невозможно из-за последующего возведения над ними других элементов сооружений (дренажи, противофильтрационные устройства, системы закладной контрольно-измерительной аппаратуры). Рекомендуемый образец акта

освидетельствования конструкции (элемента) гидротехнического сооружения, работ, не доступных после завершения ремонта (скрытых работ), приведен в приложении № 70 к настоящим Правилам.

348. Комиссия по приемке должна осуществлять контроль технической документации, составленной перед ремонтом, в процессе ремонта и после ремонта, отражающей техническое состояние отремонтированного гидротехнического сооружения и качество выполненных ремонтных работ.

Результатом работы комиссии по приемке является акт приемки из ремонта гидротехнического сооружения, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 71 к настоящим Правилам.

349. Сведения о выполненном капитальном ремонте заносятся в паспорт гидротехнического сооружения.

Сведения о текущем ремонте должны вноситься в технический журнал гидротехнического сооружения.

350. Приемка из капитального ремонта площадок, участков гидротехнических сооружений, являющихся опасными производственными объектами, должна производиться в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о промышленной безопасности опасных производственных объектов.

351. Оценка качества ремонтных работ должна производиться субъектом электроэнергетики в процессе производства ремонтных работ и при приемке завершенного ремонтом гидротехнического сооружения.

При оценке качества выполнения ремонтных работ следует руководствоваться утвержденной проектной документацией и строительными нормами и правилами по соответствующим видам работ.

352. Техническая документация по выполненным работам, оформленная в порядке, установленном ЛНА субъекта электроэнергетики, а также акты приемки отремонтированных гидротехнических сооружений, должны храниться у субъекта электроэнергетики в течение всего периода эксплуатации гидросооружений до их

ликвидации.

353. Организация технического обслуживания, планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта зданий и сооружений ГЭС должна осуществляться в соответствии с требованиями пунктов 150 – 197 настоящих Правил.

V. Требования к организации планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ)

354. Техническое обслуживание и ремонт подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) объекта электроэнергетики следует обеспечивать в соответствии с границами зон обслуживания по перечню обслуживаемых подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) объекта электроэнергетики с указанием границ обслуживания, лиц, ответственных за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, который должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

355. Техническое обслуживание подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) в зависимости от объемов подразделяется на следующие виды:

техническое обслуживание с непрерывным контролем (далее – ТО с НК);

техническое обслуживание с периодическим контролем (далее – ТО с ПК).

356. ТО с НК подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) следует выполнять по результатам непрерывного контроля технического состояния в процессе их эксплуатации совместно с основным и вспомогательным оборудованием объектов электроэнергетики.

357. В период выполнения ТО с НК должна обеспечиваться постоянная готовность к работе и правильное функционирование подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) путем проверки их технического состояния во время:

подготовки подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) к работе, ввода в работу и вывода из работы;

нормальных и переходных режимов работы основного и вспомогательного

оборудования объектов электроэнергетики;

опробования подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) во время нормальных и переходных режимах работы основного и вспомогательного оборудования объектов электроэнергетики;

проверки технического состояния при пробных включениях после устранения дефектов.

358. Если при выполнении ТО с НК подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) выявлены их несоответствия нормативной и технической документации (обнаружение неисправности, дефекта, отказа или неправильного функционирования), субъект электроэнергетики должен выполнять операции по устранению неисправности (несоответствия) и восстановлению их работоспособности или правильного функционирования.

359. Проверка технического состояния подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) в процессе ТО с НК должна включать в себя следующие виды работ:

осмотр во время обходов оборудования;

плановые (по графику) опробования (только для оборудования тепловых и гидравлических электростанций);

внеплановые проверки и опробования (только для оборудования тепловых и гидравлических электростанций);

выявление и устранение неисправности.

Осмотр подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) должен выполняться во время плановых обходов или в случаях появления индикации о неисправности или отказе, технологической или аварийной сигнализации). График плановых обходов должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Плановые (по графику) опробования должны выполняться в соответствии с утвержденной инструкцией по эксплуатации подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), содержащей указания по круглосуточному их техническому обслуживанию.

Внеплановые проверки и опробования подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) должны проводиться в следующих случаях:

после устранения неисправности, дефекта или отказа в работе;

после замены отдельных приборов или элементов перед вводом соответствующего устройства в работу;

при наличии замечаний к правильности функционирования устройств;

при внесении изменений (корректировке или обновлении) программного обеспечения (далее – ПО), алгоритмов управления, параметров настройки;

по распоряжению технического руководителя субъекта электроэнергетики.

При обнаружении неисправности, дефекта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) персонал объекта электроэнергетики, эксплуатирующий подсистемы АСУ ТП (средства ТАИ), должен проинформировать об этом:

персонал структурных подразделений объекта электроэнергетики, ответственных за эксплуатацию основного или вспомогательного оборудование, работу которого обеспечивает данная подсистема АСУ ТП (средство ТАИ);

своего непосредственного руководителя и принять меры к немедленному восстановлению технического состояния в соответствии с требованиями нормативной и технической документации.

Выявление и устранение неисправности должно включать следующие мероприятия:

выявление неисправности, дефекта, отказа (неисправности устройств, измерительных каналов, ПО или дефектов технологического оборудования), вызвавших нарушение в работе подсистемы АСУ ТП (средств ТАИ);

определение причин неисправности с помощью средств программно-технических комплексов (далее – ПТК) или средств ТАИ (анализ распечаток аварийных ситуаций, показаний КИП);

выявление отказов управляющих и информационных ПТК, анализ диагностических файлов и внесение корректировок в ПО;

устранение дефектов технологического оборудования, которые влияют на правильное функционирование подсистемы АСУ ТП (средств ТАИ);

устранение неисправности в измерительных каналах, электрической схеме устройства;

замену дефектной аппаратуры из состава запасных частей и принадлежностей;

опробование и включение в работу после устранения неисправности.

360. Персонал, выполняющий ТО с НК, самостоятельно устраняет обнаруженную неисправность с возможным привлечением лиц, обеспечивающих ремонт АСУ ТП (средств ТАИ). При этом в случае выявления неисправности основного или вспомогательного оборудования его ремонт следует осуществлять ремонтным персоналом структурных подразделений объекта электроэнергетики, ответственным за эксплуатацию основного или вспомогательного оборудования.

Проверка технического состояния подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) при пробном включении после восстановления технического состояния должна производиться совместно с персоналом структурных подразделений объекта электроэнергетики, ответственным за эксплуатацию основного или вспомогательного оборудования.

361. ТО с ПК подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) для поддержания работоспособного и исправного технического состояния подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) с целью обеспечения в процессе эксплуатации возможности управления, технологического контроля и защиты основного и вспомогательного оборудования объектов электроэнергетики, надежности и экономичности его работы.

ТО с ПК подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) следует проводить по годовому графику, который должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики до 25 числа месяца, предшествующего году проведения работ. Годовой график ТО с ПК должен составляться с учетом следующих сроков и условий:

сроков и объемов технического обслуживания подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), определенных изготовителем оборудования, нормативной и технической документацией;

сроков планового ремонта основного и вспомогательного оборудования объекта электроэнергетики;

сроков службы и интенсивности работы подсистем АСУ ТП (средств ТАИ);

сроков проведения государственного метрологического контроля, планируемых сроков поверки СИ;

утвержденных графиков поверки и (или) калибровки СИ.

362. ТО с ПК подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) следует проводить на работающем без изменения режимов его работы или остановленном основном и вспомогательном оборудовании объекта электроэнергетики. В состав работ по ТО с ПК включаются следующие мероприятия:

обход оборудования объекта электроэнергетики по месту и на щитах (залах) управления для визуальной проверки технического состояния;

проверка технического состояния с применением внутренних или внешних средств контроля или диагностирования при помощи переносной (встроенной аппаратуры);

проверка на исправность (работоспособность) подсистем АСУ ТП (средств ТАИ);

устранение неисправностей, дефектов выявленных по результатам обхода, проверки технического состояния и замечаниям оперативного персонала;

проверка технического состояния подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) с применением внешних средств мониторинга или диагностирования при помощи переносной (встроенной) аппаратуры.

363. Помимо состава работ ТО с ПК, предусмотренного пунктом 363 настоящих Правил, для отдельных групп подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) пунктами 365 – 370 настоящих Правил должны устанавливаться особенности ТО с ПК, которые применяются по усмотрению технического руководителя субъекта

электроэнергетики. Конкретные решения по периодичности и объему ТО с ПК подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) принимаются субъектами электроэнергетики по каждой подсистеме АСУ ТП (группе средств ТАИ).

364. Особенности ТО с ПК авторегуляторов включают:

перечень основных авторегуляторов (входящих в систему автоматического управления мощности, регулирования частоты и (или) напряжения электрической сети, авторегуляторы впрысков, уровня в барабане и подогревателях высокого давления), подлежащих ТО с ПК, должен определяться на объекте электроэнергетики с учетом особенностей эксплуатации основного оборудования, технических характеристик подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) и утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики;

в объем ТО с ПК основных авторегуляторов должна включаться полная или частичная проверка характеристик регулирующих органов, в том числе пропуски, люфты и выбеги;

ТО с ПК основных авторегуляторов теплоэлектростанции (далее – ТЭС) следует выполнять с периодичностью не менее одного раза в 3 месяца (но не реже одного раза каждые 2 000 часов работы энергоблока или установки). ТО с ПК остальных авторегуляторов ТЭС следует выполнять с периодичностью 1 раз в 4 – 6 месяцев (но не реже одного раза каждые 3 500 часов работы энергоблока или установки);

ТО с ПК авторегуляторов ГЭС следует выполнять с периодичностью не менее 1 раза в год, если иная периодичность не определена изготовителем оборудования.

365. Особенности ТО с ПК технологических защит, блокировок и сигнализации должны включать:

опробование технологических защит, блокировок и сигнализации (далее – ТЗиС) следует производить по годовому графику, утвержденному техническим руководителем субъекта электроэнергетики, который должен составляться в соответствии с требованиями изготовителей оборудования и нормативной и

технической документацией.

ТЗиС, все элементы которых не могут быть продиагностированы с помощью программ электронных вычислительных машин (далее – ЭВМ), подлежат опробованию с периодичностью, установленной ПТЭ, после простоя оборудования продолжительностью более 3 суток.

ТЗиС, все элементы которых могут быть продиагностированы с помощью программ ЭВМ, по усмотрению технического руководителя субъекта электроэнергетики могут не подвергаться опробованию после простоя оборудования продолжительностью более 3 суток.

ТО с ПК отдельных элементов и устройств ТЗиС (отсечные исполнительные механизмы, приборы, первичные преобразователи, указатели положения, сигнализаторы уровня) для ТЭС следует выполнять на остановленном основном и вспомогательном оборудовании в межремонтный период с периодичностью не менее 1 раза в 3 – 6 месяцев;

ТО с ПК отдельных элементов и устройств ТЗиС (отсечные исполнительные механизмы, приборы, первичные преобразователи, указатели положения, сигнализаторы уровня) для ГЭС следует выполнять на остановленном гидроагрегате и вспомогательном оборудовании в межремонтный период с периодичностью не менее 1 раза в год, если иная периодичность не определена изготовителем оборудования.

366. Особенности ТО с ПК схем дистанционного управления электроприводов задвижек включают:

ТО с ПК схем дистанционного управления электроприводов задвижек следует выполнять на остановленном основном и вспомогательном оборудовании ТЭС в межремонтный период с периодичностью 1 раз в 6 месяцев, кроме электроприводов задвижек топливной (газомазутной) арматуры, ТО с ПК, которой должно выполняться 1 раз в 4 месяца.

ТО с ПК схем дистанционного управления электроприводов задвижек следует выполняться на остановленном гидроагрегате и вспомогательном

оборудовании ГЭС в межремонтный период с периодичностью 1 раз в год.

367. Особенности ТО с ПК КИП и других средств химического контроля и специальных измерений (далее – ХКиСИ) включают:

ТО с ПК КИП и других средств ХКиСИ следует выполнять с проверкой по поверочным газовым смесям или калибровкой по буферным растворам не реже 1 раза в 3 месяца в соответствии с нормативной и технической документацией.

ТО с ПК КИП должно включать работы в объеме текущего ремонта без калибровки и поверки.

368. Особенности ТО с ПК вторичных КИП (кроме ХКиСИ) включают:

ТО с ПК следует выполнять на остановленном основной или вспомогательном оборудовании ТЭС в межремонтный период с периодичностью 1 раз в 3 – 6 месяцев.

ТО с ПК следует выполнять на остановленном гидроагрегате или вспомогательном оборудовании ГЭС в межремонтный период с периодичностью 1 раз в год, если иная периодичность не определена изготовителем оборудования.

ТО с ПК вторичных КИП должно включать работы в объеме текущего ремонта без калибровки и поверки.

369. Особенности ТО с ПК программно – технических и вычислительных комплексов, а также средств отображения информации включают:

ТО с ПК программно-технических и вычислительных комплексов следует проводить с периодичностью 1 раз в 3 месяца. При этом должны выполняться следующие мероприятия:

проверка отсутствия сигнализации некорректной работы ПО и неисправности (отказов) ПТК;

проверка сроков лицензионного соглашения ПО;

внешний осмотр с целью выявления некомплектности;

проверка отсутствия внешних механических повреждений и попадания влаги;

проверка отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных

электрических кабелей, разъемов и шнуров;

внешний осмотр линий и устройств локальной вычислительной сети (далее – ЛВС);

контроль технического состояния вентиляторов охлаждения, источников бесперебойного питания и напряжения аккумуляторных батарей.

В рамках ТО с ПК ПТК должна выполняться диагностика состояния аппаратных средств, проверка работы функций резервирования, контроль заполненности дискового пространства ПТК, резервное копирование базы данных ПТК.

370. Если на объекте электроэнергетики локальным нормативным актом не установлен вид организации ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) по техническому состоянию, то применяется планово-предупредительный вид организации ремонта.

371. Планово-предупредительный ремонт подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) в зависимости от объемов ремонтных мероприятий подразделяется на: текущий, средний и капитальный. При выполнении капитального ремонта в заводских условиях он должен выполняться организациями, специализирующимися на соответствующих направлениях ремонтной деятельности. В отношении ЛЭП, оборудования ТП и РУ средний и капитальный ремонт подсистем АСУ ТП не проводится.

372. Вид ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) должен определяться видом ремонта основного оборудования.

Сроки проведения планового капитального ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) должны совмещаться со сроками проведения работ по техническому перевооружению и модернизации основного и вспомогательного оборудования объектов электроэнергетики.

373. По истечении установленного срока службы, окончании выпуска запасных частей изготовителем оборудования или окончании поддержки разработчиком ПО субъекты электроэнергетики должны разработать и утвердить

график перспективной замены или модернизации подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) объекта электроэнергетики.

374. Планирование текущего, среднего и капитального ремонта, следует выполнять в соответствии с годовым графиком ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), который разрабатывается на основании требований изготовителей оборудования в отношении сроков и объемов ремонта, а также нормативной и технической документации с учетом годового графика ремонта основного и годового плана ремонта вспомогательного оборудования объекта электроэнергетики. Годовой график ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) ежегодно должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики. При этом годовые графики ремонта КИП, СИ должны быть скоординированы по срокам и объемам с графиками поверки и калибровки.

В случае переноса сроков выполнения планового ремонта основного оборудования объекта электроэнергетики в пределах текущего календарного года, возможен перенос сроков поверки и (или) калибровки СИ исходя из скорректированных сроков ремонта.

375. Подготовка к ремонту подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) должна выполняться:

на ТЭС в соответствии с требованиями пункта 78, абзацев первого, второго, четвертого, пятого, шестого пункта 79, пунктов 80 – 85 настоящих Правил;

на ГЭС в соответствии с требованиями пунктов 222, абзацев первого, второго, четвертого, пятого, шестого пункта 223, пунктов 224 – 229 настоящих Правил.

Уточнение объема планового текущего, среднего или капитального ремонта должно выполняться по результатам контроля технического состояния, осуществляемого при его непрерывном и периодическом техническом обслуживании подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), а также при устранении дефектов, отказов в их работе (для средств измерений перед их поверкой или

калибровкой).

376. На объекте электроэнергетики должен создаваться резервно-обменный фонд технических средств подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), обеспечивающий:

оперативную замену в течение года отказавших в процессе эксплуатации каждого типа подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), входящих в состав штатных систем контроля и управления объекта электроэнергетики (годовой эксплуатационный запас восстанавливаемых подсистем АСУ ТП (средств ТАИ));

плановую замену в течение года устройств каждого типа, отработавших свой межремонтный ресурс, для передачи их в капитальный ремонт в заводских условиях;

возможность проведения капитального и среднего ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) с установленной для них периодичностью (в соответствии с периодичностью ремонта основного оборудования);

возможность проведения аварийного ремонта;

равномерную занятость ремонтного персонала в течение всего года.

Величина резервно – обменного фонда технических средств подсистем АСУ ТП (ТАИ) должна устанавливаться субъектом электроэнергетики.

В случае применения однотипных программно-технических средств АСУ ТП (ТАИ) на обособленных подразделениях субъекта электроэнергетики, допускается создавать обменный фонд в целом по субъекту электроэнергетики.

377. Вывод в ремонт подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) должен выполняться совместно с основным или вспомогательным оборудованием объекта электроэнергетики.

Текущий ремонт подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) должен производиться по месту их установки, а средний и капитальный – в лабораторных или заводских условиях. Обслуживание ПО (обновление) ремонтируемых средств АСУ ТП (средств ТАИ) должно проводиться при выполнении мероприятий по его резервированию или восстановлению из резервной копии.

378. Перечень работ типовых текущего, среднего и капитального ремонта

подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) приведены в приложении № 72 к настоящим Правилам.

379. Приемка подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) из капитального и среднего ремонта должна проводиться отдельно по каждой функциональной группе устройств подсистем АСУ ТП (средств ТАИ): технологических защит, блокировок и сигнализации, автоматического регулирования, дистанционного управления, технологического контроля и (или) КИП, ХКиСИ, информационных и (или) управляющих и вычислительных ПТК.

Приемка подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) из капитального и среднего ремонта должна выполняться:

на ТЭС в соответствии с требованиями пунктов 95 – 111, 114 – 116, 118 – 137 настоящих Правил;

на ГЭС в соответствии с требованиями пунктов 242 – 269 настоящих Правил;

на ЛЭП, оборудовании ТП и РУ в соответствии с требованиями пунктов 393 – 406 настоящих Правил.

380. Опробование и приемка из капитального и среднего ремонта всего объема подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) установки (энергоблока, котла, турбины, гидроагрегата, генератора, отдельного вида оборудования) должны производиться перед пуском и на этапе приемо-сдаточных испытаний этой установки при приемке ее из ремонта.

При положительном результате опробования подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) на работающем оборудовании их ремонт считается законченным и дается предварительная оценка качества отремонтированных средств ТАИ и выполненных ремонтных работ.

Итоговая оценка качества отремонтированных средств ТАИ и выполненных ремонтных работ дается по результатам их подконтрольной эксплуатации в составе отремонтированной энергоустановки.

381. Основными критериями оценки качества отремонтированных

подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) и выполненных ремонтных работ являются:

а) соответствие технического состояния ПТК (при наличии), приборов, аппаратуры управления, сигнализации и защит, внутренней и внешней коммутации, кабельных связей и трубных проводок требованиям ремонтной документации;

б) результаты проведения следующих мероприятий:

включение в работу измерительных приборов, проверка целостности измерительных линий, исправности датчиков, проверка работы кинематики регистрирующих и контактных устройств, правильности выставления уставок технологических защит и сигнализации;

проверка работы схем управления электроприводами запорных и регулирующих органов, а также точности установки конечных выключателей, работы сигнализации положения запорных органов и указателей положения регулирующих органов, работы электроприводов по командам из цепей технологических защит и блокировок;

проверка работы технологических защит путем имитации срабатывания датчиков с воздействием через выходные реле схем защит на исполнительные устройства;

получение положительных заключений по результатам испытаний в случае их выполнения по специальным программам;

в) внешний вид и чистота приборов и аппаратуры щитов, пультов и сборок (отсутствие царапин и нарушений окраски, пыли и грязи);

г) исправность дверей и замков сборок, панелей и пультов;

д) наличие протоколов наладки, проверки, испытаний (опробования) аппаратуры и бирок на ней;

е) заполнение карт настроек авторегуляторов, паспортов КИП или документов, заменяющих данные паспорта;

ж) наличие номеров, маркировок и надписей о назначении на панелях, пультах, соединительных коробках, сборных кабельных ящиках, первичных

измерительных преобразователях, импульсных линиях, запорной арматуре, коммутационных аппаратах, кабелях, штепсельных разъемах;

з) наличие отметок о внесении изменений в эксплуатационную документацию, если такие изменения вносились в ходе ремонта;

и) включение в работу в полном объеме всех подсистем АСУ ТП (средств ТАИ).

382. Оценки качества отремонтированных подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) и выполненных ремонтных работ среднего или капитального ремонта должны устанавливаться комиссией по приемке, состав которой должен утверждаться субъектом электроэнергетики.

Качеству выполненных ремонтных работ должна устанавливаться одна из следующих оценок:

отлично – при отсутствии дефектов отремонтированных подсистем АСУ ТП (средств ТАИ);

хорошо – при обнаружении дефектов отремонтированных подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), которые могут быть устранены в течение 24 часов;

удовлетворительно – если устранение обнаруженных дефектов требует более 24 часов, но менее 72 часов;

неудовлетворительно – если устранение обнаруженных дефектов требует более 72 часов.

383. Результаты проведения среднего или капитального ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) должны оформляться в отчетной документации, перечень которой приведен в приложении № 73 к настоящим Правилам.

384. Приемка из ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) должна оформляться актом, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 74 к настоящим Правилам.

Порядок приемки подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) из текущего ремонта должен устанавливаться субъектом электроэнергетики самостоятельно.

385. Проведение текущего ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) по

техническому состоянию следует выполнять по результатам его контроля при непрерывном и периодическом техническом обслуживании, а для СИ – также перед их поверкой или калибровкой.

386. Проведение субъектом электроэнергетики среднего или капитального ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) по техническому состоянию должен выполняться при наличии следующих условий:

разработан и утвержден ЛНА, устанавливающий периодичность, методы, объемы и технические средства контроля за техническим состоянием подсистем АСУ ТП (средств ТАИ);

внедрена система контроля за техническим состоянием подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) в соответствии с указанным в абзаце 2 настоящего пункта ЛНА;

подсистемы АСУ ТП (средства ТАИ) эксплуатируются до истечения проектного срока службы;

соблюдаются сроки и объемы проведения технического обслуживания с непрерывным и периодическим контролем;

соблюдаются сроки поверки и калибровки СИ;

оснащенность всех элементов подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), современными средствами мониторинга и диагностирования технического состояния, а именно: применение экранированных кабельных связях в измерительных каналах; первичных преобразователей с нормированным выходом 4 – 20 мА; микропроцессорных модулей и ПТК с резервированием основных функций, контроля исправности схем электропитания и датчиков положения исполнительных механизмов;

наличие схем бесперебойного электропитания подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), обеспечивающих безударное переключение на резервный источник электропитания при неисправности основного источника.

VI. Требования к организации планирования, подготовки, производства ремонта ЛЭП и оборудования ПС

387. Периодичность работ по ремонту ЛЭП и оборудования ПС должна устанавливаться субъектами электроэнергетики на основании требований нормативной и технической документации, инструкций изготовителей оборудования с учетом технического состояния, определяемого по результатам обходов, осмотров и испытаний, проводимых в соответствии с ЛНА субъекта электроэнергетики, а также климатических и метеорологических условий эксплуатации ЛЭП и оборудования ПС.

388. Планирование ремонта ЛЭП и оборудования ПС должно включать в себя разработку:

а) перспективных планов ремонта, разрабатываемых на 5 лет;

б) годовых и месячных графиков ремонта и технического обслуживания.

389. Перспективный план ремонта ЛЭП и оборудования ПС корректируется с учетом технического состояния ЛЭП и оборудования ПС и изменения условий их эксплуатации.

390. Графики ремонта ЛЭП и оборудования ПС должны разрабатываться и утверждаться субъектами электроэнергетики. Графики ремонта ЛЭП и оборудования ПС, являющихся объектами диспетчеризации, должны разрабатываться и утверждаться субъектами электроэнергетики с учетом требований Правил вывода в ремонт.

391. Работы по ремонту ЛЭП и оборудования ПС должны производиться по технологическим картам, а так же ППР.

Технологические карты должны утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики и содержать:

состав и последовательность операций при выполнении ремонтных работ;

условия проведения работ и меры безопасности;

контролируемые параметры;

требования к составу и квалификации исполнителей;

нормы трудозатрат при выполнении ремонтных работ;

номенклатуру инструментов, приспособлений, приборов, механизмов и испытательных установок, защитных средств и спецодежды;

материалы и запасные части, применяемые при выполнении ремонтных работ.

ППР должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики и определяет технологию, организацию работ, порядок обеспечения ресурсами, меры безопасности при выполнении работ.

392. При выявлении дефектов персоналом субъекта электроэнергетики и (или) организации – исполнителя ремонта в рамках выполнения мероприятий, указанных в пункте 387 настоящих Правил, не могут быть устранены в процессе ремонта в полном объеме в соответствии с требованиями нормативной, технической и технологической документации, субъект электроэнергетики должен принять решения о сроках, порядке их устранении и проведении мероприятий по контролю технического состояния до завершения устранения всех выявленных дефектов.

393. Приемка ЛЭП из капитального ремонта и приемка оборудования ПС из капитального и среднего ремонта должны производиться комиссией по приемке, порядок формирования и утверждения которой определяется ЛНА субъекта электроэнергетики. Приемка из текущего ремонта оборудования ПС должна осуществляться в порядке, установленном субъектом электроэнергетики.

Временем окончания капитального ремонта ЛЭП и капитального (среднего) оборудования ПС является момент включения в электрическую сеть, если при включении не произошло отказа; при ремонте без снятия напряжения – момент сообщения дежурному диспетчеру руководителем (производителем) работ об их завершении.

394. Комиссии по приемке представляется следующая документация, характеризующая состояние ЛЭП и оборудования ПС до ремонта, объем и качество выполненных ремонтных работ, и качество отремонтированных ЛЭП и оборудования ПС:

ведомости планируемых работ, в том числе неисправностей и дефектов, подлежащих устранению при ремонте;

акт выполненных работ;

протоколы технических решений и перечень мероприятий по контролю технического состояния ЛЭП и оборудования ПС по выявленным, но не устраненным дефектам при их наличии;

протоколы испытаний, карты измерений, ведомости параметров технического состояния ЛЭП и оборудования ПС до и после ремонта;

сертификаты на использованные в процессе ремонта материалы, запчасти;

акты скрытых работ.

395. Комиссия по приемке по результатам анализа документации, указанной в пункте 394 настоящих Правил, осмотра и опробования ЛЭП и оборудования ПС должна:

а) выполнить оценку:

качества отремонтированного оборудования;

качества выполненных ремонтных работ;

соответствия требованиям пожарной безопасности;

б) составить акт на приемку отремонтированных объектов электрических сетей из ремонта (ЛЭП и оборудования ПС) из ремонта, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 75 к настоящим Правилам.

Акт приемки оборудования ПС 35 кВ и выше из ремонта должен составляться после завершения месячной подконтрольной эксплуатации, которую необходимо начинать с момента завершения приемо-сдаточных испытаний под нагрузкой в течение 48 часов и осуществлять в порядке, предусмотренном пунктами 115 – 118 настоящих Правил.

396 При приемке ЛЭП и оборудование ПС из ремонта в эксплуатацию комиссия должна установить ему одну из следующих оценок качества отремонтированных ЛЭП и оборудования ПС:

а) соответствует требованиям ремонтной документации;

б) соответствует требованиям ремонтной документации с ограничением;

в) не соответствует требованиям ремонтной документации.

397. Оценка «соответствует требованиям ремонтной документации» должна устанавливаться при одновременном выполнении следующих требований:

устранены все дефекты, выявленные в результате контроля составных частей оборудования;

выполнены требования ПТЭ и требования ремонтной документации, определяющие качество оборудования;

приемо-сдаточные испытания под нагрузкой показали, что работа оборудования соответствуют требованиям ПТЭ и инструкций по эксплуатации;

значения параметров технического состояния находятся на уровне нормативных.

398. Оценка «соответствует требованиям ремонтной документации с ограничением» должна устанавливаться при невыполнении хотя бы одно из требований, указанных в пункте 397 настоящих Правил, но при этом дальнейшая эксплуатация оборудования в соответствии с требованиями ПТЭ возможна.

399. Оборудование, отремонтированное с оценкой «соответствует требованиям ремонтной документации с ограничением», допускается в эксплуатацию со сроком дальнейшего использования, определяемым комиссией по приемке, при этом субъект электроэнергетики должен разработать план мероприятий по устранению выявленных недостатков и установить сроки его выполнения.

400. Если в течение приемо-сдаточных испытаний оборудования ПС 35 кВ и выше под нагрузкой были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или дефекты, требующие немедленного отключения, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний оборудования ПС 35 кВ и выше под нагрузкой.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний

оборудования под нагрузкой нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования, при которых не требуется немедленного отключения, вопрос о продолжении их решается субъектом электроэнергетики в зависимости от характера нарушений. При этом обнаруженные дефекты должны устраняться организацией – исполнителем ремонта в сроки, установленные субъектом электроэнергетики с учетом требований Правил вывода в ремонт.

Если приемо-сдаточные испытания под нагрузкой были прерваны, то они начинаются заново после устранения выявленных дефектов. Длительность приемо-сдаточных испытаний под нагрузкой составляет 48 часов с момента постановки оборудования под нагрузку.

Если в период подконтрольной эксплуатации оборудования ПС 35 кВ и выше будет установлено, что на оборудовании возникли дефекты, которые могут привести к аварийным последствиям (нарушениям в работе) или недопустимым отклонениям параметров, оборудование выводится из эксплуатации с оценкой «не соответствует требованиям ремонтной документации».

После выполнения повторного ремонта для устранения дефектов должна производиться повторная приемка из ремонта, подконтрольная эксплуатация и устанавливаться новая оценка качества отремонтированного оборудования.

401. Оценка качества выполненных ремонтных работ должна устанавливаться организации – исполнителю ремонта на основании выполнения требований, предусмотренных пунктом 403 настоящих Правил.

402. Качеству выполненных ремонтных работ должна устанавливаться одна из следующих оценок:

отлично;

хорошо;

удовлетворительно;

неудовлетворительно.

Оценка «отлично» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в пунктах 403 настоящих Правил.

Оценка «хорошо» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в абзацах со второго по пятый пункта 403 настоящих Правил, и выполнении более половины любых требований, указанных в абзацах с шестого по одиннадцатый пункта 403 настоящих Правил.

Оценка «удовлетворительно» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в абзацах со второго по пятый пункта 403 настоящих Правил, и выполнении менее половины любых требований, указанных в абзацах с шестого по одиннадцатый пункта 403 настоящих Правил.

Оценка «неудовлетворительно» должна устанавливаться при невыполнении одного или более требований, указанных в абзацах со второго по пятый пункта 403 настоящих Правил, вне зависимости от выполнения требований, указанных в абзацах с шестого по одиннадцатый пункта 403 настоящих Правил.

403. Требования к оценке качества выполненных ремонтных работ:

выполнение согласованной ведомости планируемых работ по ремонту, уточненной по результатам дефектации;

отсутствие увеличения сроков продолжительности ремонта ЛЭП и оборудования ПС, вызванного выполнением ремонтных работ организацией – исполнителем ремонта;

отсутствие оценок качества отремонтированного ЛЭП и оборудования ПС «соответствует требованиям ремонтной документации с ограничением» и «не соответствует требованиям ремонтной документации», связанных с выполнением ремонтных работ организацией – исполнителем ремонта;

отсутствие отказов оборудования ПС 35 кВ и выше в течение срока подконтрольной эксплуатации из-за организации – исполнителя ремонта;

наличие необходимого комплекта ремонтной документации;

применение технологической оснастки, приспособлений и инструментов, предусмотренных технологической документацией, и соответствие их параметров паспортным данным;

соответствие выполненных технологических операций, включая

контрольные, требованиям технологической документации;

проведение входного контроля используемых при ремонте материалов и запасных частей;

наличие комплекта исполнительной и отчетной документации по ремонту;

отсутствие нарушений правил охраны труда, норм и требований пожарной безопасности в течение проведенного ремонта.

404. Пожарная безопасность характеризуется выполнением требований нормативных правовых актов и правил в области обеспечения пожарной безопасности, а также других нормативных и технических документов, в которых установлены нормы и требования пожарной безопасности.

Соблюдение норм и требований пожарной безопасности отремонтированного оборудования должно определяться одной из следующих оценок (оценка должна устанавливаться только для оборудования ПС):

«соответствует требованиям правил пожарной безопасности»;

«не соответствует требованиям правил пожарной безопасности».

405. Оценка «соответствует требованиям правил пожарной безопасности» устанавливается при соблюдении норм и требований пожарной безопасности отремонтированного оборудования и процессов выполнения организацией – исполнителем ремонта ремонтных, сварочных и огнеопасных работ.

406. Оценка «не соответствует требованиям правил пожарной безопасности» должна устанавливаться в случае невыполнения любого мероприятия по устранению нарушений норм и требований пожарной безопасности при выполнении ремонтных, сварочных и огнеопасных работ и отремонтированного оборудования.

При получении оценки «не соответствует требованиям правил пожарной безопасности» отремонтированное оборудование не может быть допущено к эксплуатации.

407. Особенности организации технического обслуживания и ремонта воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше (далее – ВЛ 35 кВ

и выше) должны устанавливаться настоящим пунктом настоящих Правил.

Перечень работ по техническому обслуживанию ВЛ 35 кВ и выше, и сроки их проведения приведены в приложении № 76 к настоящим Правилам.

Работы, указанные в приложении № 76 к настоящим Правилам, по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики могут выполняться дистанционными методами.

Результаты измерений и осмотров ВЛ 35 кВ и выше, должны вноситься в листки осмотра, выявленные дефекты, в том числе факты нарушения установленных охранных зон объектов электросетевого хозяйства, фиксируются в журнале дефектов.

Рекомендуемый образец журнала дефектов, в который следует вносить неисправности ВЛ 35 кВ и выше, приведен в приложении № 77 к настоящим Правилам.

Периодичность проведения капитального ремонта ВЛ должна устанавливаться в соответствии с ПТЭ.

Капитальный ремонт ВЛ 35 кВ и выше может производиться поэтапно на отдельных участках, элементах ВЛ.

Перечень работ, выполняемых при капитальном ремонте ВЛ напряжением 35 кВ и выше, приведен в приложении № 78 к настоящим Правилам.

Перспективный план капитального ремонта ВЛ 35 кВ и выше должен содержать следующие сведения:

протяженность ВЛ (по цепям);

год ввода в эксплуатацию ВЛ;

год последнего капитального ремонта;

объемы работ (или протяженности отремонтированных участков) по планируемым годам проведения ремонта.

Рекомендуемый образец перспективного плана капитального ремонта для ВЛ 35 кВ и выше приведен в приложении № 79 к настоящим Правилам.

Годовой график капитального ремонта для ВЛ 35 кВ и выше должен

содержать следующие сведения:

протяженность ремонтируемого участка ВЛ (по цепям);

наименование работ;

плановые и фактические показатели капитального ремонта с помесячной разбивкой.

Рекомендуемый образец годового графика капитального ремонта для ВЛ 35 кВ и выше приведен в приложении № 80 к настоящим Правилам. Работы на ВЛ 35 кВ и выше, выполненные с заменой элементов, фиксируются в технических паспортах ВЛ.

408. Особенности организации технического обслуживания и ремонта ВЛ, ТП, секционирующих пунктов (далее – СП) и распределительных пунктов (далее – РП) электрических сетей напряжением 0,38 – 20 кВ (далее – ВЛ и оборудование ПС 0,38 – 20 кВ) должны устанавливаться настоящим пунктом настоящих Правил.

Перечень работ по техническому обслуживанию ВЛ и оборудования ПС 0,38 – 20 кВ и сроки их проведения приведены в приложениях № 81 и № 82 к настоящим Правилам.

Неисправности и дефекты, обнаруженные при проведении осмотров ВЛ и оборудования ПС 0,38 – 20 кВ, включая и выявленные предыдущими осмотрами, но не устраненные, записываются лицом, производящим осмотр, в листок осмотра. Отмеченные в листке осмотра неисправности должны вноситься в журнал дефектов. Рекомендуемый образец журнала дефектов, в который следует вносить неисправности ВЛ и оборудования ПС 0,38 – 20 кВ, приведен в приложении № 77 к настоящим Правилам.

Периодичность проведения капитального ремонта ВЛ 0,38 – 20 кВ должна устанавливаться в соответствии с ПТЭ, периодичность проведения капитального ремонта оборудования ПС 0,38 – 20 кВ – должна устанавливаться субъектом электроэнергетики.

Перечень работ типового капитального ремонта ВЛ напряжением 0,38 – 20 кВ приведен в приложении № 83 к настоящим Правилам.

Перечень работ типового капитального ремонта оборудования ПС 0,38 – 20 кВ приведен в приложении № 84 к настоящим Правилам.

Рекомендуемый образец перспективного плана капитального ремонта ВЛ напряжением 0,38 – 20 кВ приведен в приложении № 79 к настоящим Правилам.

Перспективные планы капитального (среднего) ремонта оборудования ПС 0,38 – 20 кВ должны содержать следующие сведения:

тип оборудования;

год ввода в эксплуатацию;

год последнего капитального (среднего) ремонта;

планируемые года вывода в ремонт оборудования ПС.

Рекомендуемый образец перспективного плана капитального (среднего) ремонта оборудования ПС 0,38 – 20 кВ приведен в приложении № 89 к настоящим Правилам.

Годовые графики капитального ремонта ВЛ 0,38 – 20 кВ и выше и годовые графики капитального (среднего) ремонта оборудования ПС 0,38 – 20 кВ должны составляться на основании результатов осмотров, измерений, с учетом перспективного плана капитального ремонта.

Рекомендуемый образец годового графика капитального ремонта ВЛ 0,38 – 20 кВ приведен в приложении № 80 к настоящим Правилам.

Годовые графики капитального (среднего) ремонта оборудования ПС 0,38 – 20 кВ должны содержать следующие сведения:

тип оборудования;

вид ремонта;

год последнего капитального (среднего) ремонта;

планируемое время начала и окончания ремонта;

исполнитель работ.

Рекомендуемый образец годового графика капитального (среднего) ремонта оборудования ПС 0,38 – 20 кВ приведен в приложении № 90 к настоящим Правилам.

До начала производства ремонтных работ субъект электроэнергетики должен обеспечить отключение соответствующего электрооборудования, на котором предусматривается выполнение работ. О планируемых отключениях субъект электроэнергетики предварительно уведомляет потребителей, смежных субъектов электроэнергетики и иных заинтересованных лиц с учетом требований Правил вывода в ремонт и Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 23, ст. 3008; 2017, № 36, ст. 5441).

Работы на ВЛ, ТП, СП или РП, связанные с заменой или установкой нового оборудования, фиксируются в технических паспортах ВЛ, ТП, СП или РП.

409. Особенности организации технического обслуживания и ремонта оборудования ПС 35 кВ и выше должны устанавливаться настоящим пунктом настоящих Правил.

Перечень работ по техническому обслуживанию оборудования ПС 35 кВ и выше, а также сроки их проведения приведены в приложении № 85 к настоящим Правилам.

Выявленные при осмотрах дефекты оборудования ПС 35 кВ и выше заносятся в журнал дефектов, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 77 к настоящим Правилам.

Результаты испытаний, измерений, контроля, опробования должны оформляться в виде протоколов и фиксироваться в ремонтной документации.

Периодичность ремонта оборудования ПС 35 кВ и выше приведена в приложении № 86 к настоящим Правилам.

Текущий ремонт трансформаторов 35 кВ и выше включает наружный осмотр и устранение следующих дефектов, поддающихся ликвидации на месте: чистка изоляторов и бака, доливка масла, смена сорбента в фильтрах, подтяжка

болтовых контактов, проверка (замена) подшипников двигателей системы охлаждения, отбор проб масла, прогонка устройств регулирования под нагрузкой (далее – РПН), переключения без возбуждения (далее – ПБВ), проведение измерений, испытаний, опробование стационарных систем пожаротушения.

Текущий ремонт коммутационных аппаратов ПС 35 кВ и выше включает внешний осмотр оборудования, его чистку, проверку креплений и подтяжку контактов ошиновки, ремонт изоляции, зачистку и шлифовку подгоревших мест контактов, смазку контактов, измерение сопротивления контактов постоянному току, смазку трущихся частей, взятие проб масла и его доливку, опробование включения и отключения и другие работы, предусмотренные изготовителем оборудования.

В перспективном плане капитального (среднего) ремонта оборудования ПС должны указываться сроки ремонта силовых трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов, синхронных компенсаторов, высоковольтных выключателей на напряжение 35 кВ и выше согласно приложению № 89 к настоящим Правилам.

Годовой график капитального (среднего) ремонта оборудования ПС должен составляться на основе перспективного плана, результатов испытаний и осмотров оборудования и сооружений, требований ЛНА субъекта электроэнергетики, изготовителей оборудования. Рекомендуемый образец годового графика капитального (среднего) ремонта оборудования ПС приведен в приложении № 90 к настоящим Правилам.

При приемке оборудования из ремонта комиссия должна оценить техническую документацию, протоколы испытаний, измерений. При приемке из ремонта трансформаторов 35 кВ и выше представляется ведомость параметров технического состояния трансформатора (автотрансформатора), рекомендуемый образец которой приведен в приложении № 16 к настоящим Правилам; при приемке синхронных компенсаторов – ведомость параметров технического состояния синхронного компенсатора (шунтирующего реактора), рекомендуемый

образец которой приведен в приложении № 15 к настоящим Правилам.

410. Капитальный ремонт ЛЭП, а также капитальный и средний оборудования ПС могут осуществляться по их техническому состоянию.

411. Применение вида организации ремонта по техническому состоянию ЛЭП и оборудования ПС допускается в случае, если субъект электроэнергетики:

утвердил ЛНА, устанавливающие периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и их допустимые и предельные значения, позволяющие достоверно определять фактическое техническое состояние ЛЭП и оборудования ПС и его изменение в период до следующего выполнения контроля;

обладает системой контроля технического состояния ЛЭП и оборудования ПС, установленную ЛНА субъекта электроэнергетики, включающую совокупность технических средств контроля и диагностирования технического состояния ЛЭП и оборудования ПС, исполнителей и объектов контроля, взаимодействующих по правилам и требованиям, установленным в соответствующей нормативной документации.

При выполнении указанных в настоящем пункте условий решение о применении организации ремонта по техническому состоянию оборудования должно приниматься:

для каждой единицы основного оборудования ПС напряжением 35 кВ и выше (силовые трансформаторы (автотрансформаторы), реакторы, высоковольтные выключатели) комиссией, состав которой должен определяться субъектом электроэнергетики;

по ЛЭП и остальным видам оборудования ПС – техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

412. Контроль параметров технического состояния ЛЭП и оборудования ПС, ремонт которого следует осуществлять по техническому состоянию, должен осуществляться в соответствии с документами, указанными в пункте 411 настоящих Правил.

413. Диагностирование технического состояния ЛЭП и оборудования ПС, предусмотренное пунктом 411 настоящих Правил, должно осуществляться, в период текущего ремонта оборудования ПС и во время технического обслуживания ЛЭП и оборудования ПС. Планирование текущего ремонта и технического обслуживания должно осуществляться в соответствии с требованиями пунктов 387 – 390 настоящих Правил.

Планирование ремонта ЛЭП и оборудования ПС по техническому состоянию следует выполнять по результатам контроля технического состояния.

414. Подготовка к ремонту по техническому состоянию, его производство, приемка из ремонта и оценка качества должна осуществляться в соответствии с требованиями пунктов 391 – 406 настоящих Правил.

415. Особенности организации технического обслуживания и ремонта кабельных линий электропередачи (далее – КЛ) должны устанавливаться настоящим пунктом настоящих Правил. Перечень работ по техническому обслуживанию КЛ приведен в приложении № 91 к настоящим Правилам.

Результаты обходов и осмотров КЛ и сооружений регистрируются в журнале обходов и осмотров, а выявленные дефекты на трассах КЛ следует вносить в журнал дефектов, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 77 к настоящим Правилам.

Ремонт КЛ по техническому состоянию следует производить в порядке, предусмотренном пунктами 410 – 414 настоящих Правил.

416. Организация технического обслуживания планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта зданий и сооружений электрических сетей должна осуществляться в соответствии с требованиями пунктов 150 – 196 настоящих Правил.

VII. Требования к организации технического обслуживания устройств РЗА

417. Субъекты электроэнергетики для каждого объекта электроэнергетики

должны разработать перспективные планы технического обслуживания устройств РЗА.

418. Техническое обслуживание устройств РЗА должно проводиться в соответствии с годовыми и месячными графиками технического обслуживания устройств РЗА.

419. Техническое обслуживание устройств РЗА следует выполнять службами РЗА субъекта электроэнергетики или организацией – исполнителем работ.

Если техническое обслуживание проводилось организацией – исполнителем работ, то ввод в работу устройств РЗА должен производиться после приемки их службой РЗА субъекта электроэнергетики. При этом приемка должна производиться с участием представителя организации – исполнителя работ, проводившего техническое обслуживание.

420. Дополнительные особенности организации технического обслуживания устройств РЗА должны устанавливаться иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, устанавливающими требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, в том числе требования к РЗА (включая противоаварийную и режимную автоматику, информационно-технологическую инфраструктуру РЗА в электроэнергетической системе, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления).

VIII. Требования к организации технического обслуживания и ремонта СДТУ, устройств сигнализации, СИ

421. При организации и проведении ТОиР СДТУ субъекты электроэнергетики должны обеспечить выполнение следующих требований:

обеспечение устойчивого функционирования СДТУ при заданном качестве и эксплуатационной надежности (коэффициент неготовности и время

восстановления СДТУ должны быть существенно меньше, чем коэффициент неготовности и время восстановления основного оборудования энергообъекта);

поддержание исправного состояния СДТУ;

обеспечение готовность СДТУ после ремонта до момента завершения ремонта основного технологического оборудования объекта электроэнергетики;

анализ проводимых плановых и неплановых ремонтно-настроечных работ;

регулярная оценка технического состояния СДТУ;

формирование и ведение базы данных для решения задач технического обслуживания СДТУ;

поддержание в актуальном состоянии технических паспортов СДТУ;

ведение учета СИ СДТУ и представление их в поверку и калибровку в соответствии с графиками, составленными субъектом электроэнергетики;

реализация мер по обеспечению информационной безопасности;

организация взаимодействия технологической сети связи энергосистемы с сетью связи общего пользования;

организация взаимодействия при проведении ТОиР с субъектами оперативно-диспетчерского управления и другими субъектами электроэнергетики.

422. Субъектами электроэнергетики должны применяться следующие виды технического обслуживания СДТУ:

плановое техническое обслуживание (далее – ПТО), выполняемое через временные интервалы согласно утвержденному графику, направленное на предупреждение возможности появления отказа или ухудшения функционирования СДТУ;

оперативное техническое обслуживание (далее – ОТО), выполняемое после обнаружения неработоспособности системы и направленное на устранение неисправностей в целях полного восстановления функционирования СДТУ.

ПТО СДТУ следует выполнять в сроки согласно утвержденному техническим руководителем субъекта электроэнергетики графику, составленному с учетом годового графика ремонта СДТУ.

Техническое обслуживание СДТУ должно производиться субъектами электроэнергетики в соответствии с инструкциями по эксплуатации СДТУ.

423. Для организации технического обслуживания СДТУ субъекты электроэнергетики должны обеспечить выполнение следующих мероприятий:

установление состава работ по ПТО и их периодичности в соответствии с требованиями технической документации;

разработка годовых и месячных графиков ПТО с согласованием их с субъектом оперативно-диспетчерского управления, в диспетчерском управлении или ведении которого находится оборудование СДТУ;

назначение лиц, ответственных за выполнение работ по техническому обслуживанию СДТУ;

внедрение системы контроля сроков проведения и полноты выполнения объемов работ;

оформление журналов технического обслуживания СДТУ, в которые следует вносить сведения о выполненных работах, сроках выполнения и исполнителях.

424. Проведение ПТО СДТУ должно включать:

плановые измерения рабочих характеристик;

ремонтно-настроечные работы;

плановую замену компонентов аппаратуры;

оформление результатов ПТО СДТУ.

425. Проведение ОТО СДТУ должно включать:

круглосуточный мониторинг технического состояния СДТУ централизованными автоматизированными системами управления и мониторинга;

выполнение операций по контролю технического состояния в соответствии с инструкциями по эксплуатации;

операции управления и переключения на резервные СДТУ при обнаружении неисправности;

проведение работ по обнаружению и устранению причин неисправностей

каналов связи;

регистрацию отказов в работе каналов связи, выявленных причин повреждений и принятых мер по устранению;

вывод каналов связи из эксплуатации для проведения ПТО;

приемка каналов связи в эксплуатацию после проведения ПТО;

неотложные (ремонтно-восстановительные) работы длительностью не более одной рабочей смены.

426. В период проведения ОТО субъектами электроэнергетики принимаются меры по восстановлению исправного состояния СДТУ при фиксации системами объективного контроля снижения контролируемых параметров технического состояния СДТУ, указанных в приложении № 92 к настоящим Правилам. Дефекты и повреждения элементов СДТУ и регламент проведения их контроля указаны в приложении № 93 к настоящим Правилам.

427. По результатам ПТО субъекты электроэнергетики должны оформить протокол с указанием заключения о соответствии СДТУ требованиям нормативной и технической документации. СДТУ, несоответсвующие требованиям нормативной и технической документации, выводятся в ремонт с учетом положений Правил вывода в ремонт.

428. На основании результатов оценки технического состояния СДТУ субъектом электроэнергетики должно приниматься одно из следующих решений:

о дальнейшей эксплуатации оборудования и продлении его срока службы с организацией ремонта или технического обслуживания;

о замене СДТУ.

Такая оценка должна проводиться субъектами электроэнергетики ежегодно в срок, обеспечивающий согласование графиков технического обслуживания и ремонта, в соответствии с Правилами вывода в ремонт.

Видами ремонта, которые должны применяться субъектами электроэнергетики в отношении СДТУ, являются текущий ремонт и капитальный ремонт.

Для выполнения капитального или текущего ремонта СДТУ субъект электроэнергетики за 10 дней до начала ремонта должен составить ведомость дефектов.

Интервал времени или наработка между плановыми капитальными ремонтами должны быть не более значения наработки до отказа (между отказами), указанной в техническом паспорте СДТУ организаций – изготовителей СДТУ.

429. Годовые графики технического обслуживания и ремонта СДТУ утверждаются техническим руководителем субъекта электроэнергетики. Графики технического обслуживания и ремонта СДТУ, находящихся в диспетчерском ведении или управлении субъекта оперативно-диспетчерского управления, должны быть согласованы субъектом электроэнергетики с субъектом оперативно-диспетчерского управления в сроки, установленные Правилами вывода в ремонт.

430. Периодичность, объем, и сроки работ по ремонту СДТУ субъекты электроэнергетики должны устанавливать в ЛНА. Планирование ремонта СДТУ должно включать в себя разработку:

годовых и месячных графиков ремонта;

перспективных графиков ремонта.

431. Вывод в ремонт СДТУ, находящегося в диспетчерском ведении или управлении субъекта оперативно-диспетчерского управления, в том числе в случае аварийного отключения, должен оформляться диспетчерской заявкой в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления.

432. Работы по ремонту СДТУ должны производиться по технологическим картам, ППР и другой ремонтной документации.

Технологические карты содержат описание условия и последовательность проведения работ, защитные средства, техническое оснащение, в том числе комплектующие изделия и материалы, приспособления, инструмент.

Проект производства ремонтных работ определяет технологию, организацию работ, сроки их выполнения, порядок обеспечения материально-техническими и кадровыми ресурсами, а также требованиями к безопасности по

охране труда.

При проведении дополнительных работ или в случае, когда выявленные дефекты не могут быть устранены в процессе ремонта в полном объеме в соответствии с требованиями ремонтной документации, субъект электроэнергетики должен определить срок и порядок проведения дополнительных работ или устранения указанных дефектов.

433. Дефекты и отказы СДТУ, которые не могут быть устранены в порядке ОТО, должны устраняться в ходе непланового ремонта. Вывод оборудования в неплановый ремонт должен производиться без предварительного назначения по аварийной заявке с учетом требований пункта 425 настоящих Правил.

При проведении непланового ремонта заменяются (или восстанавливаются) только те элементы, которые явились причиной отказа, аварии.

434. В течение одного года с момента истечения проектных сроков службы СДТУ субъектам электроэнергетики необходимо разработать график перспективной замены или модернизации СДТУ на 10 лет, при проведении которых должны решаться следующие задачи:

расширение функциональных возможностей СДТУ;

увеличение пропускной способности, повышение качества и надежности каналов связи;

повышение эксплуатационной надежности и повышение безопасности работы.

435. По усмотрению технического руководителя субъекта электроэнергетики создается резервный фонд запасных частей, комплектующих, материалов и в целом СДТУ, который используется при проведении ТОиР.

436. Требования к организации ремонта СДТУ по техническому состоянию должны устанавливаться требованиями настоящего пункта настоящих Правил.

По техническому состоянию СДТУ допускается проведение ремонта, осуществляемого по результатам контроля технического состояния СДТУ в

период проведения ПТО и ОТО.

Проведение текущего и капитального ремонта СДТУ по техническому состоянию должно выполняться при соблюдении следующих условий:

а) субъектом электроэнергетики разработан и утвержден ЛНА, устанавливающий периодичность, методы, нормы, объемы и технические средства контроля за техническим состоянием СДТУ;

б) внедрена автоматизированная система контроля технического состояния СДТУ в соответствии с указанной выше методикой;

в) СДТУ эксплуатируется до истечения проектного срока службы;

г) соблюдаются требования по срокам и объемам ПТО и ОТО, установленные пунктами 421 – 427 настоящих Правил.

Вывод СДТУ в ремонт по техническому состоянию следует выполнять в порядке, установленном пунктом 431 настоящих Правил.

После окончания ремонта по техническому состоянию должна производиться проверка параметров СДТУ на соответствие нормативной и технической документации. Результаты проверки фиксируются протоколом измерений.

437. Требования по техническому обслуживанию и ремонту линий связи СДТУ должны устанавливаться настоящим пунктом настоящих Правил.

Техническое обслуживание линий связи СДТУ должно проводиться с целью поддержания их исправного состояния.

При проведении работ по ПТО контролируются свойства, показатели, параметры и характеристики линий связи СДТУ, перечисленные в приложении № 92 к настоящим Правилам.

Ремонт линий связи СДТУ должен проводиться с целью восстановления их работоспособного состояния на начальном этапе, а в дальнейшем – с целью восстановления их исправного состояния и выполняться в следующем порядке:

перестройкой технологической сети связи энергосистемы операциями обходов и замен и оперативными указаниями системы оперативно-технического

управления с использованием резервных, подменных и временно не задействованных трактов и каналов передачи;

автоматическим переключением в резерв или другим вариантам, осуществляемым технологической сетью связи энергосистемы в централизованных автоматизированных системах обслуживания;

применением подвижных средств и гибких кабельных вставок;

заменой или устранением неисправностей аппаратуры систем передачи и оборудования линейно-кабельных сооружений.

Об изменении состояния, перестройке технологической сети связи энергосистемы технический персонал узлов связи должен немедленно сообщить своему непосредственному руководителю.

Для цифровых СДТУ сообщения об изменении технического состояния, о перестройке технологической сети связи энергосистемы и ее восстановлении должны автоматически регистрироваться в программно-аппаратных комплексах и оформляться персоналом в порядке, установленном техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Для аналоговых СДТУ сообщения об изменении состояния и восстановлении технологической сети связи энергосистемы, а также действия технического персонала по устранению неисправностей отражается в оперативном журнале и в журнале дефектов оборудования СДТУ.

Организация планирования, подготовки и производства ремонта линий связи СДТУ должна осуществляться субъектами электроэнергетики в соответствии с пунктами 428 – 433 настоящих Правил.

438. Требования к организации работ по восстановлению технического состояния линий связи СДТУ определены настоящим пунктом настоящих Правил.

Работы по восстановлению линий связи СДТУ организуются немедленно после выявления повреждения и должны проводиться непрерывно до его устранения.

Действия по устранению повреждений линий связи СДТУ должны

осуществляться персоналом субъекта электроэнергетики в соответствии с Регламентом оперативного взаимодействия при эксплуатации СДТУ субъекта электроэнергетики с субъектом оперативно-диспетчерского управления, согласованным техническим руководителем субъекта электроэнергетики и субъектом оперативно-диспетчерского управления.

После устранения неисправности технический персонал должен провести измерения электрических параметров восстановленных линий связи СДТУ и убедиться, что они соответствуют требованиям действующих нормативных правовых актов.

Неисправности оборудования выявляются в течение 4 часов с момента получения заявки или обнаружения неисправности оборудования от субъекта электроэнергетики. Неисправности, не связанные с заменой оборудования, должны устраняться в течение 1 часа с момента прибытия технического персонала на объект электроэнергетики. Вышедшее из строя оборудование подлежит замене в течение 2 часов с момента определения неисправности.

Допускается изменение времени восстановления линии связи СДТУ, если при этом не изменяется результирующее значение коэффициента готовности.

439. Приемку СДТУ из капитального ремонта должна производить комиссия по приемке, состав которой определяется субъектом электроэнергетики.

При приемке оборудования из ремонта комиссия по приемке должна провести оценку качества выполненных ремонтных работ и отремонтированных СДТУ.

440. Оценка качества выполненных ремонтных работ должна проводиться на основании приемки СДТУ из ремонта. Оценка качества выполненных ремонтных работ должна устанавливаться каждой организации – исполнителю ремонта в пределах выполненного ей объема ремонта.

Качеству выполненных ремонтных работ должна устанавливаться одна из следующих оценок:

отлично;

хорошо;

удовлетворительно;

неудовлетворительно.

Оценка «отлично» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в пункте 441 настоящих Правил.

Оценка «хорошо» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в абзацах со второго по пятый пункта 441 настоящих Правил, и выполнении более половины любых требований, указанных в абзацах с шестого по восьмой пункта 441 настоящих Правил.

Оценка «удовлетворительно» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в абзацах со второго по пятый пункта 441 настоящих Правил, и выполнении менее половины любых требований, указанных в абзацах с шестого по восьмой пункта 441 настоящих Правил.

Оценка «неудовлетворительно» должна устанавливаться при невыполнении одного или более требований, указанных в абзацах со второго по пятый пункта 441 настоящих Правил, вне зависимости от выполнения требований, указанных в абзацах с шестого по восьмой пункта 441 настоящих Правил.

441. Требования к оценке качества выполненных ремонтных работ:

выполнение согласованной ведомости объема ремонта, уточненной по результатам дефектации;

выполнение требований нормативной и технической документации;

соответствие выполненных технологических операций, включая контрольные, требованиям технологической документации;

отсутствие отказов в работе в течение 30 суток по окончании ремонта.

наличие комплекта ремонтной документации;

проведение входного контроля используемых при ремонте материалов и запасных частей;

отсутствие нарушений правил охраны труда, норм и требований пожарной безопасности в течение проведенного ремонта.

442. Оценка качества отремонтированных СДТУ должна устанавливаться по результатам оценки технического состояния СДТУ.

Техническое состояние СДТУ оценивается балльным методом. Порядок оценки технического состояния СДТУ, критерии технического состояния отдельных элементов СДТУ и балльные оценки приведены в приложении № 94 к настоящим Правилам.

Пример оценки технического состояния элемента СДТУ (кабельной линии) приведен в примечании к приложению № 94 к настоящим Правилам.

Результаты оценки технического состояния заносятся в технические паспорта СДТУ.

Приложение № 1
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Ремонтный цикл, виды, продолжительность ремонта энергоблоков 150-1200 МВт тепловых электростанций

Таблица 1

Энергоблоки 150 МВт Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - ТГМ-94 (открытая компоновка) нормативный межремонтный ресурс - 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	18+8	13+8	13+8	49+8	13+8	13+8	18+8	13+8	13+8	51+8	13+8	13+8	18+8	13+8	13+8	54+8

Таблица 2

Энергоблоки 140-160 МВт Вид сжигаемого топлива - уголь, газ Тип котлов - ТП-92, ПК-38, ПК-24, ТП-240 нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	24+8	13+8	42+8	13+8	13+8	24+8	13+8	46+8	13+8	13+8	24+8	13+8	54+8

Таблица 3

Энергоблоки 200 - 215 МВт Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - ТГ-104, ПК-33, ПК-47, ТМ-104, ТП-108, ТПЕ-208, ТГМП-206 нормативный межремонтный ресурс - 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час- 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	56+8

Таблица 4

Энергоблоки 200 МВт Вид сжигаемого топлива - газ до 75%, мазут и уголь - свыше 25% Тип котлов - все типы котлов нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8

Таблица 5

Энергоблоки 200 МВт Вид сжигаемого топлива - уголь Тип котлов - ПК-33, ПК-40, ТП-108, ТПЕ-208, ТПЕ-214, ТПЕ-215, ТПЕ-216. БКЗ-640. БКЗ-670 нормативный межремонтный ресурс - 27200 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 4 года												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8

Таблица 6

Энергоблоки 200 МВт Вид сжигаемого топлива - уголь Тип котлов - ПК-40-1 нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 5 лет					
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	27+8	13+8	56+8

Таблица 7

Энергоблоки 300 МВт Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - ПК-41, ТГМП-114, ТГМП-314, ТГМП-314А, ТГМП-324 нормативный межремонтный ресурс - 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	68+8

Таблица 8

Энергоблоки 300 МВт Вид сжигаемого топлива - газ до 70%, мазут - свыше 30% Тип котлов - газомазутные нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8

Таблица 9

Энергоблок 310 МВт не серийный Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - П-74 нормативный межремонтный ресурс - 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+9	16+9	27+9	16+9	16+9	59+9	16+9	16+9	27+9	16+9	16+9	71+9	16+9	16+9	27+9	16+9	16+9	82+9

Таблица 10

Энергоблоки 300 МВт Вид сжигаемого топлива - мазут Тип котлов - газо-мазутные нормативный межремонтный ресурс - 27200 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 4 года												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	24+8	16+8	53+8	16+8	24+8	16+8	65+8

Таблица 11

Энергоблоки 300 МВт Вид сжигаемого топлива - уголь Тип котлов - ПК-39, П-50, П-59, ТПП-110, ТПП-210. ТПП-210А нормативный межремонтный ресурс - 27200 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 4 года												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	18+9	27+9	18+9	50+9	18+9	27+9	18+9	55+9	18+9	27+9	18+9	60+9

Таблица 12

Энергоблоки 325-330 МВт Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - все типы нормативный межремонтный ресурс - 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	68+8

Таблица 13

Энергоблоки 500 МВт Вид сжигаемого топлива - уголь Тип котлов - П-57, П-49 нормативный межремонтный ресурс - 27200 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 4 года												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	20+10	40+10	20+10	62+10	20+10	40+10	20+10	70+10	20+10	40+10	20+10	83+10

Таблица 14

Энергоблоки 800 МВт Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - ТГМП-204 нормативный межремонтный ресурс - 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	62+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	71+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	78+10

Таблица 15

Энергоблоки 800 МВт Вид сжигаемого топлива - газ до 70%, мазут - свыше 30% Тип котлов - ТГМП-204 нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	20+10	20+10	37+10	20+10	62+10	20+10	20+10	37+10	20+10	71+10	20+10	20+10	37+10	20+10	78+10

Таблица 16

Энергоблоки 800 МВт Вид сжигаемого топлива - уголь Тип котлов - П-67 нормативный межремонтный ресурс - 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	64+12	64+12	86+12	64+12	64+12	114+12	64+12	64+12	86+12	64+12	64+12	121+12	64+12	64+12	86+12	64+12	64+12	133+12

Таблица 17

Энергоблоки 1200 МВт Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - ТГМП-1202 нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	24+12	24+12	45+12	24+12	72+12	24+12	24+12	45+12	24+12	78+12	24+12	24+12	45+12	24+12	84+12

Таблица 18

Энергоблоки 180 МВт Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - ТГ-104, ТПЕ-215, ТПГЕ-215, ТГМЕ-206 нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8

Таблица 19

Энергоблоки 180 МВт Вид сжигаемого топлива - уголь Тип котлов - ТПЕ-214, ТПЕ-215 нормативный межремонтный ресурс - 27200 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 4 года												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8

Таблица 20

Энергоблоки 250 МВт Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - ТПП-210А, ТГМП-314Ц, ТГМП-314П нормативный межремонтный ресурс - 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	68+8

Таблица 21

Энергоблоки 250 МВт Вид сжигаемого топлива - газ Тип котлов - ТГМП-344А нормативный межремонтный ресурс - 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 6 лет												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	32+8	16+8	16+8	69+8	16+8	16+8	32+8	16+8	16+8	78+8

Таблица 22

Энергоблоки 250 МВт Вид сжигаемого топлива - газ до 75%, уголь и мазут - свыше 25% Тип котлов - ТПП-210А нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	18+9	18+9	27+9	18+9	58+9	18+9	18+9	27+9	18+9	62+9	18+9	18+9	27+9	18+9	69+9

Примечание:

В таблицах настоящего Приложения приняты следующие сокращения:
К1 – капитальный ремонт 1 категории;
К2 – капитальный ремонт 2 категории;
К3 – капитальный ремонт 3 категории;
С – средний ремонт;
Т1 – текущий ремонт 1 категории.
Т2 – текущий ремонт 2 категории.

Приложение № 2
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Нормы продолжительности и периодичности планового ремонта энергоустановок тепловых электростанций с поперечными связями

Таблица 1. Нормы продолжительности планового ремонта и периодичности планового капитального ремонта паровых котлов, топливо – уголь

Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Паропроизводительность, т/ч	Периодичность капитального ремонта, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта Т – текущий С – средний К – капитальный	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
					в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			в году проведения только текущего ремонта
					в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
До 6,5 (65) включительно	До 35 включительно	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	16	6	22	6	6	12	9
До 6,5 (65) включительно	Свыше 35 до 100 включительно	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	18	7	25	7	7	14	11

До 6,5 (65) включительно	Св. 100 до 150 включительно	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	20	8	28	8	8	16	12
До 6,5 (65) включительно	Св. 150 до 200 включительно	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	23	9	32	9	9	18	14
Свыше 6,5 (65) до 12,5 (125) включительно	Св. 70 до 120 включительно	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	23	9	32	9	9	18	14
Свыше 6,5 (65) до 12,5 (125) включительно	150-170	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	25	11	36	10	9	19	16
Свыше 6,5 (65) до 12,5 (125) включительно	200-300	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	33	13	46	13	13	26	20
14 (140)	210	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	35	14	49	15	13	28	22
14 (140)	320	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	38	16	54	17	14	31	24
10-11 (100-110)	420-430	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	40	16	56	18	16	34	24
14 (140) 15 (150)	400-420	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	44	18	62	20	18	38	27
14 (140)	480-500	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	46	20	66	24	20	44	30

Таблица 2.Нормы периодичности и продолжительности планового ремонта паровых котлов при сжигании мазута свыше 30%

Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Паропроизводительность, т/ч	Периодичность капитального ремонта, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта Т – текущий С – средний К – капитальный	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
					в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			в году проведения только текущего ремонта
					в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
До 6,5 (65) включительно	До 35 включительно	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	14	6	20	7	6	13	9

До 6,5 (65) включительно	Свыше 35 до 100 включительно	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	16	7	23	7	7	14	11
До 6,5 (65) включительно	Св. 100 до 150 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	18	8	26	8	8	16	12
До 6,5 (65) включительно	Св. 150 до 200 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	21	8	27	8	8	16	12
Свыше 6,5 (65) до 12,5 (125) включительно	Св. 70 до 120 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	21	8	29	8	8	16	12
Свыше 6,5 (65) до 12,5 (125) включительно	150-170	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	23	10	33	10	10	20	16
Свыше 6,5 (65) до 12,5 (125) включительно	200-300	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	30	12	42	12	12	24	18
14 (140)	320	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	34	14	48	15	14	29	20
10-11 (100-110)	420-430	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	36	14	50	16	14	30	10
14 (140) 15 (150)	400-420	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	40	16	56	18	16	34	22
14 (140)	480-500	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	42	18	60	22	18	40	24

Таблица 3. Нормы продолжительности планового ремонта и периодичности планового капитального ремонта паровых котлов, топливо – газ

Давление пара, МПа ($кгс/см^2$)	Паропроизводительность,	Периодичность капиталь-	Нормативный меж-	Вид ремонта Т – текущий С – средний	Продолжительность ремонта, календарные сутки		
					в году проведения капитального ремонта	в году проведения среднего ремонта	в году проведе

	т/ч	ного ремонта, лет	ремонт-ный ресурс, часов	К – капитальный	в капи-тальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	ния только текущег о ремонта
До 6,5 (65) включительно	До 35 вкл.	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	14	6	20	7	6	13	9
До 6,5 (65) включительно	Свыше 35 до 100 включительно	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	16	6	22	7	6	13	10
До 6,5 (65) включительно	Свыше 100 до 150 включительно	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	18	6	24	8	6	14	10
До 6,5 (65) включительно	Свыше 150 до 200 включительно	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	20	6	26	8	6	14	12
Свыше 6,5 (65) до 12,5 (125) включительно	Свыше 70 до 120 включительно	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	20	8	28	10	8	18	14
Свыше 6,5 (65) до 12,5 (125) включительно	150-170	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	22	8	30	10	8	18	14

Свыше 6,5 (65) до 12,5 (125) включительно	200-300	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	28	10	38	12	10	22	16
14 (140)	210	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	30	10	40	14	10	24	16
14 (140)	320	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	33	11	44	14	11	25	17
10-11 (100-110)	420-430	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	34	11	45	16	11	27	17
14 (140) 15 (150)	400-420	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	39	12	56	16	12	28	24
14 (140)	480-500	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	41	12	59	20	12	32	21

Таблица 4. Нормы периодичности и продолжительности планового ремонта паровых турбин

Тип турбины	Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Мощность, МВт	Периодичность капитального ремонта, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта Т – текущий С – средний К – капитальный	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
						в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
						в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	6,5 (65)	до 12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	12	-	12	-	-	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	до 6,5 (65)	до 12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	13	-	13	-	-	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	до 6,5 (65)	13-15	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	16	-	16	-	-	-	5

Тип турбины	Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Мощность, МВт	Периодичность капитального ремонта, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта Т – текущий С – средний К – капитальный	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
						в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
						в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	до 6,5 (65)	13-24	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	18	-	18	-	-	-	6
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	до 6,5 (65)	26-50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	21	-	21	-	-	-	6
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	до 6,5 (65)	26-50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	23	-	23	-	-	-	7

Тип турбины	Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Мощность, МВт	Периодичность капитального ремонта, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта Т – текущий С – средний К – капитальный	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
						в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
						в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	до 6,5 (65)	51-100	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	25	-	25	-	-	-	7
Турбины с противодавлением	до 6,5 (65)	до 12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	12	-	12	-	-	-	4
ПТ-12-90/10	9 (90)	12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	18	-	18	-	-	-	6
К-25-90	9 (90)	25	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	23	-	23	-	-	-	7
ПТ-25/90/10	9 (90)	25	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	25	-	25	-	-	-	8
Р-12-90/13 Р-12-90/18 Р-12-90/31	9 (90)	12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	18	-	18	-	-	-	6
Р-25-90/18 Р-25-90/31	9 (90)	25	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	27	-	27	-	-	-	7
ПР-25-90/10/09	9 (90)	25	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	27	-	27	-	-	-	7

Тип турбины	Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Мощность, МВт	Периодичность капитального ремонта, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта Т – текущий С – средний К – капитальный	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
						в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
						в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
К-50-90	9 (90)	50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	26	-	26	-	-	-	7
К-100-90	9 (90)	100	5	34000	Т-Т-С-Т-К	31	-	31	12	-	12	9
ПТ-60/75-90/13	9 (90)	60	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	31	-	31	-	-	-	9
Для паровых турбин, введенных в эксплуатацию до 1991 года												
Т-50/60-130	13 (130)	50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	35	-	35	-	-	-	9
ПТ-50/60-130/7	13 (130)	50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	35	-	35	-	-	-	9
Р-40-130/31	13 (130)	40	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	23	-	23	-	-	-	6
Р-50-130/13	13 (130)	50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	25	-	25	-	-	-	7
ПТ-60/75-130/13	13 (130)	60	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	36	-	36	-	-	-	9
ПТ-80/100-130/13	13 (130)	80	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	36	-	36	-	-	-	9
Т-100/120-130/15	13 (130)	100	5	34000	Т-Т-С-Т-К	40	-	40	16	-	16	8
ПР-25-90/10/09	9 (90)	25	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	27	-	27	-	-	-	7
Р-100-130/15	13 (130)	100	5	34000	Т-Т-С-Т-К	29	-	29	16	-	16	8
ПТ-135/165-130/15	13 (130)	135	5	34000	Т-Т-С-Т-К	38	-	38	16	-	16	8

Тип турбины	Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Мощность, МВт	Периодичность капитального ремонта, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта Т – текущий С – средний К – капитальный	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
						в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
						в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
Т-175/210-130	13 (130)	175	5	34000	Т-Т-С-Т-К	42	-	42	17	-	17	9
Для паровых турбин, введенных в эксплуатацию после 1991 года												
Т-50/60-130	13 (130)	50	6	40800	Т-Т-Т-Т-Т-К	35	-	35	-	-	-	9
ПТ-50/60-130/7	13 (130)	50	6	40800	Т-Т-Т-Т-Т-К	35	-	35	-	-	-	9
Р-40-130/31	13 (130)	40	6	40800	Т-Т-Т-Т-Т-К	23	-	23	-	-	-	6
Р-50-130/13	13 (130)	50	6	40800	Т-Т-Т-Т-Т-К	25	-	25	-	-	-	7
ПТ-60/75-130/13	13 (130)	60		40800	Т-Т-Т-Т-Т-К	36	-	36	-	-	-	9
ПТ-80/100-130/13	13 (130)	80	6	40800	Т-Т-Т-Т-Т-К	36	-	36	-	-	-	9
Т-100/120-130/15	13 (130)	100	6	40800	Т-Т-С-Т-Т-К	40	-	40	16	-	16	8
ПР-25-90/10/09	9 (90)	25	6	40800	Т-Т-Т-Т-Т-К	27	-	27	-	-	-	7
Р-100-130/15	13 (130)	100	6	40800	Т-Т-С-Т-Т-К	29	-	29	16	-	16	8
ПТ-135/165-130/15	13 (130)	135	6	40800	Т-Т-С-Т-Т-К	38	-	38	16	-	16	8
Т-175/210-130	13 (130)	175	6	40800	Т-Т-С-Т-Т-К	42	-	42	17	-	17	9

Примечание:

1. Продолжительность ремонта установлена в календарных сутках, включая выходные дни, но исключая праздничные дни;

2. Перечень работ, выполняемых при капитальном ремонте, разрабатывается субъектом электроэнергетики самостоятельно;

3. Нормы продолжительности ремонта паровых котлов, приведенные в таблице 1, установлены для условий сжигания пылеугольного топлива с содержанием золы до 35% при средней абразивности.

К приведенным нормам продолжительности ремонта применяются следующие коэффициенты:

при сжигании пылеугольного топлива с зольностью выше 35% и (или) высокой абразивности – 1,2;

при сжигании сланцев – 1,4;

4. Для текущего ремонта приведена их годовая (суммарная) продолжительность;

5. Капитальный, средний и текущий ремонт турбогенераторов производится в те же сроки, что и паровых турбин;

6. Периодичность, продолжительность, объемы и перечень технического обслуживания и видов планового ремонта газотурбинных установок устанавливается в соответствии с регламентами изготовителей.

Таблица 5. Нормы продолжительности планового ремонта трансформаторов

Класс напряжения, кВ	Мощность трансформатора, кВА	Продолжительность ремонта, календарные сутки	
		в капитальном ремонте	в текущем ремонте
До 35	До 4000	6	2
	4001-10000	8	2
	10001-16000	9	2
	16001-25000	14	2
	25001-40000	18	3
	40001-80000	22	3
110-150	До 16000	14	2
	16001-25000	18	2
	25001-40000	22	3
	40001-80000	26	3
	80001-160000	30	4
	160001-250000	34	4
	250001-400000	38	5
220	До 25000	22	3
	25001-40000	26	3
	40001-80000	30	3
	80001-160000	34	4
	160001-250000	38	7
	250001-400000	42	8
	400001-630000	46	8
330	До 80000	34	5
	80001-160000	38	6
	160001-250000	42	8
330	250001-400000	46	9
	400001-630000	50	9
	Свыше 630000	54	11
500	До 80000	38	8
	80001-160000	42	9
	160001-250000	46	10
	250001-400000	50	11
	400001-630000	54	12

Примечания:

1. Продолжительность ремонта приведена для силовых трансформаторов и автотрансформаторов общего назначения с РПН и шунтирующих реакторов, исходя из односменной работы;

2. Продолжительность ремонта трансформаторов не включает время, необходимое для сушки активной части;

Капитальный ремонт трансформаторов напряжением 110 – 150 кВ мощностью 125 МВт и более, трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, основных трансформаторов собственных нужд электростанций проводится не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов испытаний, а в дальнейшем – по мере необходимости в зависимости от результатов испытаний и технического состояния.

Остальных трансформаторов – в зависимости от результатов испытаний и их технического состояния.

Таблица 6. Нормы продолжительности планового ремонта синхронных компенсаторов

Мощность компенсатора, МВА	Продолжительность ремонта, календарные сутки		
	в капитальном ремонте		в текущем ремонте
	с выводом ротора	без вывода ротора	
До 6 включительно	9	4	4
Св.6 до 10 включительно	12	6	4
15	15	8	4
30	20	9	5
37,5 (с водородным охлаждением)	25	6	6
50 (с водородным охлаждением)	30	12	6
75 (с водородным охлаждением)	35	12	7
100 (с водородным охлаждением)	40	12	7

Примечания:

1. Первая выемка ротора производится не позднее, чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию;

2. Выемка ротора при последующих ремонтах осуществляется по мере необходимости или в соответствии с требованиями нормативных и технических документов.

Приложение № 3
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «26» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный план ремонта основного оборудования электростанций

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Перспективный план ремонта основного оборудования

_____ на период с _____по___г.
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

Год, месяц вывода в ремонт	Станционный № энергоблока, энерго-установки	Мощность, МВт; паропро-изводи-тельность, т/ч	Вид ремонта (капи-тальный, средний, текущий)	Продол-житель-ность ремонта, сутки	Перечень сверхтиповых работ	Дата завершения предыдущего капитального ремонта/ технического освидетельствования	Наработка, час		
							с начала эксплуатации на 01.01. планируемого года	от последнего капитального ремонта на 01.01. планируемого года	нормативная между капитальными ремонтами
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Всего по электростанции									

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 4
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный план контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Перспективный план
контроля технического состояния и ремонта основного оборудования
_____ на период с _____по___г.
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

Год, месяц вывода в ремонт или проведение контроля	Станционный № энергоблока, энерго-установки	Мощность, МВт; паропроизводи-тельность, т/ч	Вид ремонта (капи-тальный, средний, текущий) или контроля	Продол-жительность ремонта или контроля сутки	Дата завершения предыдущего капитального ремонта/ технического освидетельствования или контроля	Наработка, час		
						с начала эксплуатации на 01.01. планируемого года	от последнего капитального ремонта на 01.01. планируемого года	нормативная между капитальными ремонтами или контролем
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по электростанции								

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 5
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Годовой график ремонта основного оборудования электростанций

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Годовой график ремонта _____ на _____г.
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

Наименование оборудования, тип	Станционный номер	Мощность, МВт; паропроизводительность, т/ч	Снижение мощности, МВт	Вид ремонта* (КР, СР, ТР, КОН, РЕК, ИСП, ВПр)	Планируемое время ремонта		Перечень сверхтиповых работ	Дата завершения предыдущего капитального ремонта	Наработка, час		Примечание
					Начало, дата	Окончание, дата			от последнего капитального ремонта на 01.01 планируемого года	Нормативная между капитальными ремонтами	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

*- КР – капитальный ремонт; СР – средний ремонт; ТР – текущий ремонт; КОН – консервация; РЕК – реконструкция, ИСП – испытания; ВПР – вынужденный.

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 6
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Годовой график контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Годовой график контроля технического состояния и ремонта основного оборудования
_____ на _____г.
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

Наименование оборудования, тип	Станционный номер	Мощность, МВт; паропроизводительность, т/ч	Снижение мощности, МВт	Вид ремонта* (КР, СР, ТР) или контроль	Планируемое время проведения ремонта или контроля		Дата завершения предыдущего ремонта или контроля	Наработка, час		Примечание
					Начало, дата	Окончание, дата		от последнего капитального ремонта на 01.01 планируемого года	Нормативная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

*- КР – капитальный ремонт; СР – средний ремонт; ТР – текущий ремонт.

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____ _____ _____
подпись инициалы, дата

Приложение № 7
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень организационно-технических мероприятий, включаемых в перспективный и годовой план подготовки к ремонту установки и оборудования

1. В перспективный план подготовки к ремонтам рекомендуется включать следующие организационно – технические мероприятия:

разработка организационно – технических мероприятий, обеспечивающих достижение контрольных технико–экономических показателей эффективности технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений, установленных в перспективном плане ремонта;

разработка стандартов генерирующей компании, устанавливающих нормы и требования по ремонту оборудования, зданий и сооружений, организации ремонтной деятельности;

разработка организационно-технических мероприятий по обеспечению соответствия отремонтированного оборудования, зданий и сооружений и процессов ремонта нормам и требованиям технических регламентов, стандартов генерирующей компании;

проведение аудита ремонтной деятельности электростанций и разработка на основе его результатов организационно – технических мероприятий по повышению эффективности действующей системы ТОиР;

проведение технического аудита для оценки фактического технического состояния оборудования энергоблоков и энергоустановок, зданий и сооружений;

определение по результатам технического аудита уровней надежности и оценки рисков эксплуатации с целью уточнения перечня и объемов ремонтных работ и сроков их выполнения, установленных в перспективном плане ремонта;

разработка регламентов (организационных схем) организации выполнения срочных ремонтных работ в дневное время; срочных ремонтных работ в вечернее и ночное время; ремонтных работ, проводимых без останова энергоблока или энергоустановки;

разработка программ испытаний оборудования, обследований зданий и сооружений до и после ремонта или определение возможности и целесообразности;

разработка необходимой нормативной, технической, технологической, организационной и справочно – информационной документации по ремонту с привлечением, при необходимости, конструкторско-технологических и ремонтных организаций;

разработка или уточнение ранее разработанных графиков выполнения ремонтных работ по номенклатуре и объемам работ, предусматриваемых перспективным планом ремонта;

разработка или уточнение планов размещения габаритных узлов ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схем грузопотоков в главном корпусе и по территории электростанции;

разработка или уточнение проектов механизации ремонтных работ, приобретение и монтаж недостающих стационарных и съемных грузоподъемных средств;

определение потребности в универсальном и специальном технологическом оборудовании, ремонтной оснастке, инструменте и сроков обеспечения ими;

разработка проектов, изготовление и монтаж недостающих стационарных и переносных ремонтных площадок;

разработка проектов и изготовление недостающих инвентарных лесов, подмостей, и других приспособлений для производства работ на высоте и разработка способов их крепления;

разработка или уточнение планов размещения рабочих мест на ремонтных площадках и оснащения их недостающими постами энергоснабжения (кислородом, ацетиленом, пропан-бутаном, сжатым воздухом, электрическими разводками для электросварки, термообработки и привода механизмов и инструмента);

расширение действующих или организация новых (временных) производственных мощностей для ремонтных бригад в главном корпусе и вспомогательных объектах тепловых электрических станций;

расширение при необходимости служебных и бытовых помещений, мастерских, инструментальных кладовых.

2. В годовой план подготовки к ремонтам рекомендуется включать следующие организационно – технические мероприятия:

уточнение перечня и сроков исполнения организационно – технических мероприятий, включенных в перспективный план подготовки ремонта;

распределение плановой величины затрат на ремонт по отдельным видам и (или) группам оборудования, зданиям и сооружениям;

определение уточненной номенклатуры и объемов потребности в материально – технических ресурсах для выполнения ремонта и модернизации отдельных групп или видов оборудования, зданий и сооружений;

определение уточненной потребности в трудовых ресурсах для выполнения ремонта отдельных групп или видов оборудования, зданий и сооружений;

распределение перечня и объемов ремонтных работ между собственным ремонтным персоналом и привлекаемыми к выполнению ремонта организациями – исполнителями ремонта.

проведение предремонтных испытаний оборудования, обследований зданий и сооружений для уточнения их фактического технического состояния и соответственно перечня и объемов планируемых ремонтных работ;

организация и проведение конкурентных процедур на выполнение работ по ремонту оборудования, зданий и сооружений организациями – исполнителями ремонта;

организация и проведение конкурентных процедур на поставку оборудования, запасных частей и материалов для выполнения годовой программы ремонта;

уточнение ранее разработанной конструкторской и технологической документации на ремонт и проектов производства работ в целях приведения их в соответствие с планируемым перечнем и объемом ремонтных работ;

привязка типовой ремонтной документации к условиям выполнения ремонта на электростанции;

разработка технической документации и последующее изготовление ремонтной оснастки и приспособлений, необходимых для выполнения работ, предусмотренных годовым графиком ремонта.

3. В план подготовки к ремонту конкретного энергоблока (энергоустановки), здания и сооружения рекомендуется включать следующие организационно – технические мероприятия:

уточнение номенклатуры и количества оборудования, запасных частей и материалов в соответствии с утвержденной ведомостью объема ремонта и соответственно уточнение, при необходимости, договоров на поставку материально-технических ресурсов;

проведение входного контроля оборудования, материалов и запасных частей на соответствие требованиям технической документации;

установление (уточнение) порядка получения, доставки на ремонтные площадки и хранения оборудования, материалов и запасных частей;

размещение заказов на механическую обработку крупных деталей, если станочный парк электростанции не может обеспечить необходимой обработки;

проверка состояния производственных, служебных, санитарно-бытовых и складских помещений, предоставляемых персоналу организаций – исполнителей ремонта;

проверка технического состояния (при необходимости проведение ремонта) грузоподъемных средств, технологической оснастки, средств механизации, постов энергоносителей, проведение освидетельствования грузоподъемных механизмов и оборудования, подведомственных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору;

организация на ремонтных площадках рабочих мест, дополнительного освещения и постов энергоносителей;

уточнение конструкторской и технологической документации на ремонт и проектов производства работ в целях приведения их в соответствие с планируемым перечнем и объемами ремонтных работ, плановой производительностью ремонта;

уточнение планов размещения узлов ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схем грузопотоков;

формирование в необходимом количестве форм организационно-технических документов, включая ремонтные формуляры, технологические карты контроля, измерений, протоколы, акты;

формирование перечня, объемов и сроков проведения подготовительных работ;

организация изготовления запасных частей и деталей оборудования, приобретение которых не предусмотрено договорами поставки материально-технических ресурсов и договорами с привлекаемыми организациями – исполнителями ремонта;

проверка готовности к выполнению ремонта привлеченных ремонтных организаций;

проверка наличия необходимых для выполнения ремонта материально-технических ресурсов;

организация и проведение мероприятий по обеспечению при выполнении ремонта требований промышленной и экологической безопасности, охраны труда и пожарной безопасности;

организация работы комиссии по проверке готовности электростанции к выполнению ремонта;

установление состава комиссий по приемке оборудования, зданий и сооружений из ремонта.

4. Рекомендуемый образец перспективного плана подготовки к ремонтам приведен в приложении №8 к настоящим Правилам.

Годовой план подготовки к ремонтам и план подготовки к ремонту энергоблока (энергоустановки) составляются по аналогичному рекомендуемому образцу со следующими изменениями:

изменяется заголовок плана;

план подготовки к ремонту энергоблока (энергоустановки) подписывается ответственным исполнителем и утверждается техническим руководителем электростанции.

Приложение № 8
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «26» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный (годовой) план подготовки к ремонту

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Перспективный (годовой) план подготовки к ремонту на _____ годы

_____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

№ п/п	Наименование организационно-технического мероприятия	Подразделение исполнитель	Стоимость исполнения мероприятия, тыс. руб.	Сроки исполнения		Промежуточные сроки контроля исполнения	Примечание
				начало	окончание		

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 9
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013
(рекомендуемый образец)

Ведомость планируемых работ по ремонту установок и оборудования

УТВЕРЖДАЮ

_____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____
должность технического руководителя

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

ВЕДОМОСТЬ
планируемых работ по _____ ремонту
вид ремонта
_____ установки (оборудования) станционный № _____
наименование
Срок ремонта с _____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов), перечень планируемых работ*	Объем планируемых работ		Подразделение исполнителя работ (электростанции или организации – исполнителя ремонта)
		единица измерения	количество	

Руководитель _____ _____
(наименование эксплуатационного подразделения электростанции) подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____
(наименование подразделения электростанции исполнителя работ) подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____
(наименование подразделения организации – исполнителя ремонта) подпись, инициалы, фамилия

_____

* По каждой сборочной единице (узлу) перечисляются типовые работы, затем сверхтиповые работы.

Приложение № 10
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
параметров технического состояния котельной установки

_____,
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

станционный №._____, с паровым котлом
типа _____, завод _____,
заводской № _____год пуска в эксплуатацию _____
Котельная установка находилась в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____ 20___г. до _____20___г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значения			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норма-тив	до ремонта	после ремонта		
1.	Паропроизводитель-ность приведенная к номинальным параметрам	т/ч					
2.	Температура перегретого пара	°С					
3.	Температура пара промперегрева	°С					
4.	Присосы холодного воздуха в топку	%					
5.	Присосы в газоходы на участке «законвективным пароперегревателем - за дымососом»	%					
6.	Присосы холодного воздуха в систему пылеприготовления	%					
7.	Присосы в золоуловители	%					
8.	Разрежение перед направляющими аппаратами дымососов (далее – ДС) нитка «А», «Б»	кгс/м^2					
9.	Степень открытия направляющих	%					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значения			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норма-тив	до ремонта	после ремонта		
	аппаратов ДС, нитка «А», «Б»						
10.	Степень открытия направляющего аппарата дутьевого вентилятора (далее – ДВ), нитка «А», «Б»	%					
11.	Температура уходящих газов за ДС, нитка «А», «Б»	°С					
12.	Потери тепла с уходящими газами, q_2	%					
13.	Потери тепла с механическим недожогом, q_4	%					
14.	Удельный расход электроэнергии на пылеприготовление топлива	кВт*ч/т					
15.	Удельный расход электроэнергии на тягу и дутье	кВт*ч/ т пара					
16.	Содержание в дымовых газах NO_x за ДС (при α=1,4)	мг/нм^3					
17.	Температура питательной воды перед котлом	°С					
18.	Расход питательной воды на котёл	т/ч					
19.	Давление перегретого пара	кгс/м^2					
20.	Давление на напоре дутьевых вентиляторов, нитка «А», «Б»	кгс/м^2					
21.	Коэффициент избытка воздуха в режимном сечении	-					
22.	Среднее содержание кислорода за ДС	%					
23.	Степень открытия рециркуляции горячего воздуха на всас ДВ, нитка «А», «Б»	%					
24.	Температура холодного воздуха, (температура на всасе ДВ)	°С					
25.	Средняя температура воздуха за калориферами	°С					
26.	Средняя температура горячего воздуха, $t_{гв}$	°С					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значения			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норма-тив	до ремонта	после ремонта		
27.	Потери тепла с химическим недожогом, q_3	%					
28.	Потери тепла в окружающую среду, q_5	%					
29.	Потери тепла с физическим теплом шлака, q_6	%					
30.	Коэффициент полезного действия котла «брутто» по обратному балансу	%					
31.	Количество работающих горелок	шт.					
32.	Количество дымосос рециркуляции газов в работе	шт.					
33.	Расход топлива, В	т/ч, $нм^3/ч$					
34.	Марка угля						
35.	Количество работающих систем пылеприготовления	шт.					
36.	Калорийность угля, $Q_н^р$	ккал/кг					
37.	Тонкость пыли	%					
38.	Зольность, $A^р$	%					
39.	Влажность, $W^р$	%					
40.	Содержание серы, $S_{пр.}$	%					
41.	Содержание горючих в уносе, $Г_{ун}$	%					
42.	Содержание горючих в шлаке, $Г_{шл}$	%					
43.	Калорийность газа, $Q_н^с$	$ккал/нм^3$					
44.	Марка мазута	-					
45.	Калорийность мазута, $Q_н^р$	ккал/кг					
46.	Содержание серы в мазуте, $S^р$	%					
47.	Температура мазута перед горелками, $t_м$	°С					
48.	Калорийность торфа, $Q_н^р$	ккал/кг					

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

_____ подпись инициалы, фамилия

Приложение № 11
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
параметров технического состояния паротурбинной установки

_____,

наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

станционный № _____ с турбиной типа (фирма)_____
заводской № _____, год выпуска _____, год пуска
в эксплуатацию _____.
Паротурбинная установка находилась в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____20__ г. до _____20__ г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
1.	Максимальная электрическая мощность турбины при проектной тепловой схеме	МВт					
2.	Расход пара на турбину	т/ч					
3.	Давление пара в регулирующей ступени	кгс/см^2					
4.	Давление пара в контрольной ступени	кгс/см^2					
5.	Давление пара в отборах турбины	кгс/см^2					
6.	Температура питательной воды за каждым подогревателем высокого давления (далее – ПВД)	°С					
7.	Температура основного конденсата за каждым подогревателем низкого давления (далее – ПНД)	°С					
8.	Температурный напор каждого ПВД	°С					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
9.	Температурный напор каждого ПНД	°С					
10.	Вертикальная составляющая виброскорости каждого подшипника	мм/с	4.5				
11.	Поперечная составляющая *виброскорости* каждого подшипника	мм/с	4.5				
12.	Осевая составляющая виброскорости каждого подшипника	мм/с	4.5				
13.	Относительное расширение каждого цилиндра	мм					
14.	Бой ротора при вращении на валоповоротном устройстве	мм					
15.	Прогиб каждого ротора	мм					
16.	Частота вращения ротора при закрытых стопорных клапанах	об/ мин	1500				
17.	Частота вращения ротора при закрытых регулирующих клапанах	об/ мин	1500				
18.	Температура баббита вкладышей всех подшипников турбины	°С					
19.	Давление масла в системе смазки на уровне оси турбины	кгс/ $см^2$					
20.	Температура масла на сливе с каждого подшипника	°С					
21.	Максимальная температура баббита рабочих (установочных) колодок упорных подшипников турбины	°С					
22.	Температурный напор в маслоохладителях	°С					
23.	Температура масла после маслоохладителей	°С					
24.	Гидравлическое сопротивление	кгс/ $см^2$					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
	конденсатора						
25.	Жесткость конденсата турбины	мкг-экв/л					
26.	Присосы воздуха в конденсатор	кг/ час					
27.	Содержание кислорода в конденсате после конденсатных насосов	мкг/л					
28.	Температурный напор конденсатора	%					
29.	Вакуум в конденсаторе при одном расходе циркводы, приведенный к температуре циркводы	кгс/ $см^2$					
30.	Степень неравномерности регулирования частоты вращения (при номинальных параметрах пара)	%	4 - 5				
31.	Степень нечувствительности по частоте вращения	%	Не более 0,3				
32.	Степень неравномерности регулирования давления пара в отборах и противодавления	%					
33.	Степень нечувствительности регулирования давления пара в отборах и противодавления	%	Не более 5 кПа (при давлении менее 0,25 МПа), Не более 2% (при давлении выше 0,25 МПа)				

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 12
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
параметров технического состояния котла-утилизатора

_____,
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

станционный №._____,
типа _____, завод _____,
заводской № _____год пуска в эксплуатацию _____
Котел – утилизатор (далее – КУ) находился в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____ 20__ г. до _____20__ г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значения			Нормативный документ, регламенти-рующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта и нормативного
			норматив	до ремонта	после ремонта		
1.	Давление газов на входе в КУ	кПа					
2.	Температура газов на входе в КУ	°С					
3.	Температура уходящих газов	°С					
4.	Температура наружного воздуха	°С					
5.	Давление в барабане высокого давления	МПа					
6.	Паропроизводительность высокого давления, приведённая к номинальным параметрам	т/ч					
7.	Расход питательной воды высокого давления	т/ч					
8.	Давление пара на выходе из КУ	МПа					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значения			Нормативный документ, регламенти-рующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта и нормативного
			норматив	до ремонта	после ремонта		
9.	Температура пара на выходе из КУ	°С					
10.	Давление в барабане среднего давления	МПа					
11.	Паропроизводительность среднего давления, приведенная к номинальным параметрам	т/ч					
12.	Расход питательной воды среднего давления	т/ч					
13.	Давление пара среднего давления	МПа					
14.	Температура пара среднего давления	°С					
15.	Давление в барабане низкого давления	МПа					
16.	Паропроизводительность низкого давления приведённая к номинальным параметрам	т/ч					
17.	Расход питательной воды низкого давления	т/ч					
18.	Давление пара низкого давления	МПа					
19.	Температура пара низкого давления	°С					
20.	Давление пара на входе в промежуточный пароперегреватель	МПа					
21.	Температура пара на входе в промежуточный пароперегреватель	°С					
22.	Давление пара на выходе из промежуточного пароперегревателя, бар	МПа					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значения			Нормативный документ, регламенти-рующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта и нормативного
			норматив	до ремонта	после ремонта		
23.	Температура пара на выходе из промежуточного пароперегревателя	°С					
24.	Давление воды в газовом подогревателе кондесата (далее – ГПК)	МПа					
25.	Температура воды на входе в ГПК	°С					
26.	Температура воды на выходе из ГПК	°С					
27.	Коэффициент полезного действия (далее - КПД) котла-утилизатора	%					
28.	Содержание кислорода в уходящих газах	%					
29.	Содержание окислов азота (NO2)	мг/нм3					
30.	Содержание окислов углерода (CO)	мг/нм3					
31.	Эквивалентный уровень звука в зоне обслуживания	дБ					
32.	Температура стенок ограждения газохода	°С					

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 13
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным приказом
Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
параметров технического состояния газовой турбины

_____,
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

станционный №._____,
типа _____, завод _____,
заводской № _____год пуска в эксплуатацию _____
Газовая турбина находилась в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____ 20__ г. до _____20__ г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Температура наружного воздуха	°С					
2.	Атмосферное давление	мм.рт. ст.					
3.	Максимальная приведенная мощность турбины	МВт					
4.	Удельный расход тепла (брутто)	МДж/с					
5.	Расход газа на турбину	$м^3$/ч					
6.	Температура газа перед турбиной	°С					
7.	Температура газа за турбиной	°С					
8.	Давление продуктов сгорания перед турбиной	МПа					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
1	2	3	4	5	6	7	8
9.	Давление продуктов сгорания за турбиной	МПа					
10.	Общая степень неравномерности частоты вращения	%					
11.	Степень нечувствительности регулирования частоты вращения	%					
12.	Давление воздуха за компрессором,	МПа					
13.	Положение входного направляющего аппарата	%					
14.	Концентрация оксидов азота (Nox) в уходящих газах (при O2 6%)	мг/м^3					
15.	Концентрация оксида углерода (CO) в уходящих газах (при O2 6%)	мг/м^3					
16.	Содержание кислорода в уходящих газах	%					
17.	Давление масла в системе смазки,	МПа					
18.	Давление масла в системе регулирования	МПа					
19.	Температура баббита вкладышей всех опорных подшипников	°C					
20.	Температура масла на сливе с каждого подшипника	°C					
21.	Температура масла в системе смазки после маслоохладителей	°C					
22.	Перепад давления на фильтрах комплектного	кПа					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
1	2	3	4	5	6	7	8
	воздухоочистительного устройства (далее – КВОУ)						
23.	Перепад давления на фильтрах грубой очистки КВОУ	кПа					
24.	Перепад давления на фильтрах тонкой очистки КВОУ	кПа					
25.	Виброскорость подшипниковых опор турбины, генератора и компрессора	мм/с					
26.	Виброперемещение вала в подшипниковых опорах	мм					
27.	Уровень звукового давления	дБ					
28.	Прогиб каждого ротора	мм					
29.	Положение ротора относительно цилиндра	мм					

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 14
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
параметров технического состояния турбогенератора

_____,
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

станционный №_____ тип_____
завод (фирма)_____ год пуска в эксплуатацию _____
Турбогенератор находился в _____в ремонте
(вид ремонта)
с _____20__ г. до _____20__ г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
1.	Мощность турбогенератора, при номинальном cos φ	МВт					
Статор							
Обмотка статора							
2.	Сопротивление изоляции обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз) в горячем состоянии	МОм					
3.	Сопротивление изоляции обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз) в холодном состоянии	МОм					
Ротор							
4.	Сопротивление изоляции обмотки ротора переменному току при скорости вращения (на выбеге до ремонта / при наборе числа оборотов после ремонта)	МОм					
5.	0 об/мин	МОм					
6.	500 об/мин	МОм					
7.	1000 об/мин	МОм					
8.	1500 об/мин	МОм					
9.	2000 об/мин	МОм					
10.	2500 об/мин	МОм					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
11.	3000 об/мин	МОм					
12.	Сопротивление обмотки ротора постоянному току	МОм					
	Обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора						
13.	Сопротивление изоляции цепи возбуждения со всей присоединенной аппаратурой	МОм					
14.	Сопротивление изоляции обмотки коллекторного возбудителя и подвозбудителя (относительно корпуса и бандажей)	МОм					
	Показатели вибрации						
15.	Вибросмещение	мкм					
16.	Виброскорость	мм/с					
	Опорных подшипников:						
	При развороте турбогенератора вблизи 1-ой критической скорости:						
	Со стороны турбины						
17.	вертикальная						
18.	поперечная						
19.	осевая						
	Со стороны возбудителя						
20.	вертикальная						
21.	поперечная						
22.	осевая						
	При номинальном числе оборотов без возбуждения:						
	Со стороны турбины						
23.	вертикальная						
24.	поперечная						
25.	осевая						
	Со стороны возбудителя						
26.	вертикальная						
27.	поперечная						
28.	осевая						
	Поперечная 100 Гц (полюсная):						
29.	со стороны турбины						
30.	со стороны возбудителя						
	При нагрузке около 50% номинальной						
	Со стороны турбины						
31.	вертикальная						
32.	поперечная						
33.	осевая						
	Со стороны возбудителя						
34.	вертикальная						
35.	поперечная						
36.	осевая						

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
	При нагрузке около 100% номинальной						
	Со стороны турбины						
37.	вертикальная						
38.	поперечная						
39.	осевая						
	Со стороны возбудителя						
40.	вертикальная						
41.	поперечная						
42.	осевая						
43.	Корпуса статора						
44.	Сердечника статора						
45.	Лобовых частей обмотки статора						
46.	Вибрация фундамента						
Температуры активных частей турбогенератора и охлаждающей среды, °С							
47.	Температура охлаждающей воды на входе в газоохладитель	°С					
48.	Температура охлаждающего конденсата на входе к обмоткам ротора, статора, активной стали статора	°С					
	Температура выходящей охлаждающей жидкости из:	°С					
49.	обмотки статора						
50.	обмотки ротора						
51.	газоохладителей						
	Температура газа, поступающего в:	°С					
52.	газоохладители						
53.	сердечник статора						
54.	обмотку статора						
	Температура газа, выходящего из:	°С					
55.	газоохладителей						
56.	сердечника статора						
57.	обмотки статора						
58.	щеточной траверсы						
	Температуры:	°С					
59.	обмотки статора						
60.	обмотки ротора						
61.	сердечника статора						
62.	газа в корпусе турбогенератора						
	Температура баббита вкладышей опорных подшипников	°С					
63.	со стороны турбины						
64.	со стороны возбудителя						
Охлаждение статора турбогенератора							
65.	Давление водорода в корпусе статора	кгс/см^2					
66.	Чистота водорода	%					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
67.	Содержание кислорода в водороде	%					
68.	Абсолютная влажность водорода	г/м^3					
69.	Суточная утечка водорода в собранном турбогенераторе при рабочем давлении	кгс/см^2					
	Содержание водорода в картерах опорных подшипников	%					
70.	со стороны турбины						
71.	со стороны возбудителя						
	Температура баббита вкладышей уплотнения вала	°С					
72.	со стороны турбины						
73.	со стороны генератора						
74.	Перепад давления «уплотняющее масло - водород»	кгс/см^2					

Рекомендуемый образец фиксации скоростной вибрационной характеристики турбогенератора приведен в таблице ниже.

Таблица №1 Фиксация скоростной вибрационной характеристики турбогенератора

Место замера и параметры вибрации		Частота вращения ротора, об./мин											
		Единицы измерения	200	400	600	800	1000	1-ая критическая	1200	1400	1600	1800	2000
1. Опорный подшипник (вал ротора) со стороны турбины													
Вертикальная	фаза	градус											
	смещение	мкм											
Поперечная	фаза	градус											
	смещение	мкм.											
2. Опорный подшипник (вал ротора) со стороны возбудителя													
Вертикальная	фаза	градус											
	смещение	мкм											
Поперечная	фаза	градус											
	смещение	мкм											

Примечание:

1. Все параметры технического состояния турбогенератора и его составных частей: электрическое сопротивление, параметры охлаждающей среды, температуры активных частей

турбогенератора, вибрация и прочие должны определяться методами, аппаратурой, инструментом и измерительными приборами в соответствии с обязательными требованиями, устанавливаемыми к объемам и нормам испытаний электрооборудования.

2. Тепловые испытания активных частей турбогенератора проводятся в соответствии с обязательными требованиями, устанавливаемыми к объемам и нормам испытаний электрооборудования.

3. Вибрация опорных подшипников турбогенераторов и их возбудителей измеряется на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема - в осевом и поперечном направлениях.

Скоростную характеристику вибрации опорных подшипников турбогенератора (вала ротора) следует снять путем проведения замеров вибросмещения 2А в поперечном и вертикальном направлениях (мкм) и фазы φ (градусы) при развороте турбогенератора в «холодном состоянии» через каждые 150 – 200 об/мин до достижения частоты вращения ротора турбогенератора равной 2/3 номинальной.

4. Вибрация сердечника и корпуса статора определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов. В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора (контактная коррозия, повреждения узлов крепления сердечника). Вибрация измеряется в радиальном направлении в сечении, по возможности близком к середине сердечника.

5. Вибрация лобовых частей обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов.

В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении истирания изоляции или ослаблении крепления обмотки, появления водорода в газовой ловушке или частых течей в головках обмотки с водяным охлаждением и соответственно водородным или воздушным заполнением корпуса.

Вибрация измеряется в радиальном и тангенциальном направлении вблизи головок трех стержней обмотки статора.

6. Проверка плотности системы жидкостного охлаждения обмотки статора проводится избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм ($D_{внутр}$ = 21 мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм ($D_{внутр}$ = 15 мм), если в заводских инструкциях не указаны другие, более жесткие требования.

Продолжительность испытания 24 часа.

При испытаниях падение давления при неизменной температуре и утечке воды не должно быть более чем на 0,5%. Перед окончанием испытания следует тщательно осмотреть обмотку, коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачивания воды.

Проверка плотности жидкостного охлаждения обмотки ротора и других составных частей и устройств проводится согласно заводским рекомендациям.

7. Проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях турбогенератора производится у генераторов с водородным охлаждением с помощью патрубков для контроля масла, установленных на сливных маслопроводах уплотнений. Для генераторов, у которых не предусмотрены такие патрубки, проверка производится измерением расхода масла в поплавковом затворе при временно закрытом выходном вентиле за определенный промежуток времени. Расход масла в сторону водорода не должен превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

8. 1-ая критическая частота вращения фиксируется и заносится в графу «частота вращения». В таблице № 1 столбец параметров 1-ой критической скорости приведен произвольно.

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта: подпись инициалы, фамилия

Приложение № 15
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
параметров технического состояния синхронного компенсатора (шунтирующего реактора)

_____,
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

станционный (подстанционный) № _____, тип _____
завод (фирма)_____, заводской № _____
год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию_____
Синхронный компенсатор (шунтирующий реактор) находился в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____20__ г. до _____20__ г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
Шунтирующий реактор							
1.	Состояние активной части	-					
2.	Состояние электростатического экрана	-					
3.	Состояние бумажной изоляции обмотки	-					
4.	Сопротивление обмотки постоянному току	Ом					
5.	Сопротивление изоляции обмотки	МОм					
6.	Тангенс угла диэлектрических потерь (tg δ) изоляции обмотки	%					
7.	Электрическая емкость обмоток	пФ					
8.	Испытания изоляции с измерением частичных разрядов при испытании возбуждением	кВ					
9.	Испытание изоляции полными грозовыми импульсами	кВ					
10.	Испытание изоляции коммутационными импульсами (реакторы 330 кВ и выше)	кВ					
Испытание пробы масла							
11.	Величина пробивного напряжения при испытаниях	кВ					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
	масла						
12.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
13.	Значение температуры вспышки	°С					
14.	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С	%					
15.	Результаты хроматографического анализа масла на содержание газов	% от объема					
	Высоковольтные вводы						
16.	Замечания по состоянию фарфора высоковольтных вводов						
17.	Сопротивление изоляции	МОм					
18.	Тангенс угла диэлектрических потерь	%					
19.	Электрическая емкость	пФ					
	Состояние масла ввода						
20.	Величина пробивного напряжения при испытаниях масла	кВ					
21.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
22.	Значение температуры вспышки	°С					
23.	Тангенс угла диэлектрических потерь	%					
	Синхронный компенсатор						
	Статор						
	Обмотка статора						
1.	Сопротивление изоляции обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз)в горячем состоянии	МОм					
2.	Сопротивление изоляции обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз)в холодном состоянии	МОм					
3.	Сопротивление обмоток постоянному току	Ом					
	Ротор						
4.	Сопротивление изоляции обмотки ротора	МОм					
5.	Сопротивление обмотки ротора переменному току	Ом					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
Обмотка возбуждения							
6.	Сопротивление изоляции цепи возбуждения со всей присоединенной аппаратурой	МОм					
Показатели вибрации							
	Вибросмещение	мкм					
	Виброскорость	мм/с					
	Опорных подшипников:						
7.	вертикальная						
8.	поперечная						
9.	осевая						
	Со стороны возбудителя						
10.	вертикальная						
11.	поперечная						
12.	осевая						
	Контактных колец щеточного контактного аппарата:						
13.	вертикальная						
14.	поперечная						
Температуры активных частей и охлаждающей среды							
Температура выходящей охлаждающей жидкости из:							
15.	обмотки статора	°С					
16.	обмотки ротора	°С					
Температуры:							
17.	обмотки статора	°С					
18.	обмотки ротора	°С					
19.	сердечника статора	°С					
20.	Утечка водорода в собранном синхронном компенсаторе при рабочем давлении	%					

Примечание: В подразделе «Обмотка статора» пункта 1 и 2 (соответственно «Сопротивление изоляции обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз) в горячем и холодном состоянии») сопротивление изоляции записывается в виде дроби, в числителе которой указывается сопротивление изоляции через 60 с после приложения напряжения, в знаменателе – через 15 с.

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 16
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
параметров технического состояния трансформатора (автотрансформатора)

_____,
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

станционный (подстанционный) № _____,
заводской номер _____, тип _____,
завод (фирма) _____, год выпуска _____,
год пуска в эксплуатацию _____
Трансформатор (автотрансформатор) находился в
_____ремонте
(вид ремонта)
с _____20__ г. до _____20__ г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
Потери холостого хода							
1.	Потери холостого хода	%					
Обмотка и сердечник							
2.	Наличие замечаний по состоянию ярма магнитопровода	шт.					
3.	Состояние бумажной изоляции обмоток, степень полимеризации бумажной изоляции	ед.					
Сопротивление обмоток постоянному току в среднем положении регулятора под напряжением (далее – РПН) или переключателя без возбуждения (далее – ПБВ)							
4.	Высшее напряжение (далее – ВН)	Ом					
5.	Среднее напряжение (далее – СН)	Ом					
6.	Низшее напряжение (далее – НН)	Ом					
Сопротивление изоляции обмоток							
7.	ВН - корпус	МОм					
8.	СН - корпус	МОм					
9.	НН - корпус	МОм					
10.	ВН - СН+НН+корпус	МОм					
11.	СН - ВН+НН+корпус	МОм					
12.	НН - СН+НН+корпус	МОм					
Сопротивление изоляции							
13.	ярмовых балок	МОм					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
14.	прессующих колец	МОм					
15.	стяжных шпилек (бандажей)	МОм					
16.	ярма	МОм					
17.	магнитопровода	МОм					
Тангенс угла диэлектрических потерь (tg δ) изоляции обмоток							
18.	ВН - СН+НН+корпус	%					
19.	СН - ВН+НН+корпус	%					
20.	НН - СН+НН+корпус	%					
Электрическая емкость обмоток							
21.	ВН	пФ					
22.	СН	пФ					
23.	НН	пФ					
Коэффициент трансформации							
24.	ВН-СН						
25.	ВН-НН						
26.	СН-НН						
Сопротивление короткого замыкания							
27.	ВН-СН	Ом					
28.	ВН-НН	Ом					
29.	СН-НН	Ом					
Влагосодержание твердой изоляции							
30.	Влагосодержание твердой изоляции	%					
Трансформаторное масло							
31.	Величина пробивного напряжения при испытаниях масла	кВ					
32.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
33.	Значение температуры вспышки	°С					
34.	Значение тангенса угла диэлектрических потерь при 90°С	%					
	Соответствие результатов хроматографического анализа масла на содержание газов нормативам						
35.	H_2	% от объема					
36.	CH_4	% от объема					
37.	CO	% от объема					
38.	CO_2	% от объема					
39.	C_2H_4	% от объема					
40.	C_2H_6	% от объема					
41.	C_2H_2	% от объема					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
Высоковольтные вводы							
42.	Замечания по состоянию фарфора высоковольтных вводов	шт.					
Сопротивление изоляции							
43.	ВН	МОм					
44.	СН	МОм					
Тангенс угла диэлектрических потерь							
45.	ВН	%					
46.	СН	%					
Электрическая емкость							
47.	ВН	пФ					
48.	СН	пФ					
Состояние масла ввода ВН							
49.	Величина пробивного напряжения при испытаниях масла	кВ					
50.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
51.	Значение температуры вспышки	°С					
52.	Тангенс угла диэлектрических потерь	%					
Состояние масла ввода СН							
53.	Величина пробивного напряжения при испытаниях масла	кВ					
54.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
55.	Значение температуры вспышки	°С					
56.	Тангенс угла диэлектрических потерь	%					
Устройство регулирования напряжения							
Анализ масла из бака РПН							
57.	Величина пробивного напряжения при испытаниях масла	кВ					
58.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
59.	Значение температуры вспышки	°С					
60.	Значение тангенса угла диэлектрических потерь при 90°С	%					
61.	Влагосодержание	% (г/т)					
62.	Содержание механических примесей	%					
63.	Содержание водорастворимых кислот и щелочей						
64.	Соответствие результатов хроматографического анализа масла на содержание газов нормативам	% от объема					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
Механическая часть РПН (ПБВ)							
65.	Наличие замечаний по состоянию устройства регулирования напряжения	шт.					
66.	Наличие замечаний по состоянию контактора РПН	шт.					
67.	Наличие замечаний по состоянию привода устройства регулирования напряжения	шт.					
Система охлаждения							
68.	Наличие замечаний по состоянию вентиляторов системы охлаждения	шт.					
69.	Наличие замечаний по состоянию трубопроводов и запорной арматуры системы охлаждения	шт.					
70.	Наличие замечаний по состоянию шкафа автоматического управления охлаждением трансформатора	шт.					

Заливка маслом проводилась

_____

(метод заливки, вакуум, продолжительность заливки)

_____

Продолжительность отстоя масла до испытания _____

Продолжительность соприкосновения активной части с окружающим воздухом, час

_____, температура активной части, измеренная на верхнем ярме магнитопровода, в начальный период соприкосновения с воздухом, ^{0}С_____, в конце ^{0}С _____

Ремонт производился в условиях _____

(завода, энергопредприятия)

Метод нагрева _____, продолжительность, час _____

Примечания:

1.Измерения изоляции проводить в соответствии с обязательными требованиями к объемам и нормам испытаний электрооборудования.

2. Образцы твердой изоляции по пункту 11 отобрать в начале вскрытия и

перед заливкой активной части маслом.

Результаты испытаний, измерений маслонаполненных вводов проводятся в соответствии с обязательными требованиями к объемам и нормам испытаний электрооборудования.

Наименование	Показатели						Нейтраль	Примечание
	ВН			СН				
	А	В	С	А	В	С		
Номера ввода								Данные приводятся в числителе – после ремонта, в знаменателе – до ремонта.
Испытательное напряжение, кВ								
Продолжительность испытания, минут								
tgδ изоляции, %								
Сопротивление изоляции, Мом								
Масло из вводов:								
Пробивное напряжение, Кв								
Кислотное число, мг КОН/г								
Температура вспышки, ^{0}C								
Контроль изоляции под рабочим напряжением								
$\lvert\Delta tg\delta\rvert$								
ΔY/Y								

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 17
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
параметров технического состояния выключателя напряжением 110 кВ и выше

_____,
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

станционный (подстанционный) № _____, тип _____
завод (фирма)_____, заводской № _____
год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию_____
Выключатель находился в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____20__ г. до _____20__ г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
Состояние главных цепей выключателя							
1.	Сопротивление основной изоляции выключателя	МОм					
2.	Сопротивление контактов главных цепей выключателя (переходное сопротивление)	мкОм					
Состояние вторичных цепей выключателя							
3.	Сопротивление изоляции вторичных цепей	МОм					
Состояние кинематики выключателя с приводом							
4.	Собственное время отключения выключателя без напряжения	с					
5.	Одновременность включения фаз	-					
Высоковольтные вводы							
6.	Замечания по состоянию фарфора высоковольтных вводов	шт.					
Сопротивление изоляции							
7.	Высшее напряжение	МОм					
8.	Среднее напряжение	МОм					
Электрическая емкость							
9.	Высшее напряжение	пФ					
10.	Среднее напряжение	пФ					
Ресурс выключателя							

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
11.	Количество операций отключение-включение	шт.					
12.	Количество отключений токов короткого замыкания (далее – КЗ)	шт.					
Масляный выключатель							
Соответствие гасящей среды нормативу							
13.	Величина пробивного напряжения при испытаниях масла	кВ					
14.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
15.	Значение температуры вспышки	°С					
16.	Тангенс угла диэлектрических потерь	%					
Воздушный выключатель							
17.	Сопротивления изоляции воздухопроводов, опорных и подвижных частей	МОм					
18.	Сопротивление изоляции многоэлементных изоляторов	МОм					
19.	Значение измеренной емкости конденсаторов делителей напряжения	пФ					
20.	Давление, при котором первый контакт отделителя начинает двигаться на замыкание (давление отлипания)	МПа					
21.	Падение (сброс) давления в резервуаре при отключении	МПа					
22.	Расход воздуха на вентиляцию выключателя	л/ч					
23.	Расход воздуха на утечки во включенном положении выключателя	л/ч					
24.	Расход воздуха на утечки в отключенном положении выключателя	л/ч					
Элегазовый выключатель							
Сопротивление изоляции обмоток встроенного трансформатора тока							
25.	первичной	МОм					
26.	вторичной	МОм					
27.	Значение измеренной емкости конденсаторов делителей напряжения	пФ					
28.	Давление газа выключателя при температуре замера	МПа					
29.	Плотность элегаза	кг/м^3					

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
30.	Утечка элегаза в год	%					
31.	Содержание влаги в элегазе	%					
32.	Содержание кислотных примесей	%					
33.	Содержание кислорода	%					
34.	Время включения выключателя	с					
35.	Время отключения выключателя	с					
36.	Сопротивление постоянному току контактов главной цепи	МОм					
37.	Минимальное напряжение срабатывания выключателя	кВ					

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 18
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
параметров технического состояния золоулавливающей установки

наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

типа _____, завод
_____, заводской № _____,
год пуска в эксплуатацию _____,
золоулавливающая установка установлена за котлом
_____типа_____, станционный №_____
и находилась в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____20__ г. до _____20__ г.

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1.Температура газов, поступающих на очистку, ^{0}C				
2. Температура газов за золоулавливающей установкой, ^{0}C				
3. Содержание горючих в уносе, %				
4. Расход твердого топлива, т/ч				
5. Избыток воздуха перед золоулавливающей установкой				
6. Избыток воздуха после золоулавливающей установки				
7. Присосы воздуха в золоулавливающей установке, %				
8. Объем дымовых газов, поступающих на очистку при нормальных условиях, м^3/ч				
9. Сопротивление золоулавливающей установки, Па (кгс/см^2)				
10. Расход воды на орошение золоулавливающей установки, т/ч				

1	2	3	4	5
11. Удельный расход воды на орошение труб Вентури, т/ч				
12. Количество золы, уходящей с дымовыми газами в атмосферу, т/ч				
13. Удельный расход электроэнергии на очистку 1000 м^3 газа, кВт/ч				
14. Скорость дымовых газов в электрофильтре: горловине трубы Вентури, м/с				
15. Степень очистки дымовых газов, %				
16. Запыленность дымовых газов при нормальных условиях:				
перед золоулавливающей установкой, г/м^3				
после золоулавливающей установки, г/м^3				
17. Вольтамперные характеристики электрофильтров:				
на воздухе, кВ				
мА				
на дымовых газах, кВ				
мА				

Примечание:

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

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 19
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Ведомость дополнительных работ по ремонту

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____

наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) должность технического руководителя

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

_____

дата

ВЕДОМОСТЬ
дополнительных работ по _____ ремонту
вид ремонта
_____ установки станционный № _____
наименование
Срок ремонта с _____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов), перечень дополнительных работ	Объем дополнительных работ		Основание (причины) для включения дополнительных работ	Подразделение исполнителя работ (электростанции или организации – исполнителя ремонта)
		единица измерения	количество		

Руководитель _____ _____

(наименование эксплуатационного подразделения электростанции) подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____

	(наименование подразделения электростанции исполнителя работ)	подпись, инициалы, фамилия
Руководитель		
	(наименование подразделения организации – исполнителя ремонта)	подпись, инициалы, фамилия

Приложение № 20
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Протокол исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) должность технического руководителя

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

ПРОТОКОЛ
исключения работ из ведомости планируемых
работ по ремонту
вид ремонта
_____установки станционный № _____
наименование
Срок ремонта с _____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов), перечень исключаемых работ	Объем исключаемых работ		Причины исключения работ
		единица измерения	количество	

Руководитель _____ _____
(наименование эксплуатационного подразделения электростанции) подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____
(наименование подразделения электростанции исполнителя работ) подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____
(наименование подразделения организации – исполнителя ремонта) подпись, инициалы, фамилия

Приложение № 21
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт готовности электростанции
к капитальному (среднему) ремонту энергоблока (установки)

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Акт

готовности _____ к капитальному (среднему)
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)
ремонту энергоблока (_____ установки), станционный №_____

Комиссия в составе:
Председателя _____
(должность, организация, инициалы, фамилия)
и членов комиссии: _____
(должность, организация, инициалы, фамилия)
_____
_____
" " _____20 г. проверили готовность _____
наименование электростанции
к капитальному (среднему) ремонту энергоблока (_____установки),
станционный № выводимой в ремонт с _____20 г. на срок _____ суток.
1. Проверкой выполнения плана подготовки ремонта оборудования энергоблока
(_____ установки), проведенной комиссией установлено следующее:

1.1. Заключен(о) договор от_____№_____ (дополнительное соглашение) от_____ №
к договору от _____№_____ с ремонтным предприятием _____.

1.2. Запасные части, материалы, оборудование взамен выработавшего ресурс
подготовлены (не) полностью.
Для выполнения ремонта в соответствии с планом электростанции не достает:
_____

_____
_____

1.3. Производственные бригады собственного ремонтного персонала и организаций – исполнителей ремонта сформированы в (не) полном численном и профессиональном составе
В производственных бригадах не достает:_____

_____
_____

1.4. Грузоподъемные средства, технологическая оснастка, средств механизации, посты энергоносителей, ремонтные площадки подготовлены (не) полностью.
Необходимо подготовить:_____
_____
_____

1.5. График производства ремонтных работ, технологические, нормативные и организационные документы, определяющие производственные задания подразделениям-исполнителям ремонта, подготовлены (не) полностью.
Не подготовлены следующие документы:_____
_____

1.6. Кроме того, из плана подготовки к ремонту энергоблока (_____установки) не выполнены следующие организационно-технические мероприятия:

Наименование мероприятия	Подразделение-Исполнитель	Сроки исполнения		Причины невыполнения
		Начало	Окончание	

2. На основании результатов проверки комиссия заключает:
2.1. Электростанция к выполнению ремонта в сроки установленные планом (не) готова.
2.2. План подготовки ремонта оборудования (_____установки) выполнен в (не) полном объеме.
2.3. Для обеспечения производства работ в соответствии с планом ремонта необходимо выполнить следующие мероприятия:

Наименование мероприятия	Подразделение-исполнитель	Срок выполнения

2.4. Для обеспечения выполнения ремонта в установленные сроки необходимо из ведомостей работ по ремонту (_____ установки) исключить следующие работы:

Наименование, обозначение Оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов) Перечень исключаемых работ

2.5.Для обеспечения выполнения ремонта _____ установки) в полном объеме согласно плану необходимо календарные сроки ремонта изменить:
начало _____, окончание _____.

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 22
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт дефектации оборудования

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____
подпись — инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ
дефектации оборудования _____ установки
наименование
станционный № _____, находящегося в _____ ремонте
вид ремонта
с _____ по _____.

Комиссия в составе:
председателя _____
должность, организация, инициалы, фамилия
и членов комиссии:_____
должность, организация, инициалы, фамилия
_____
_____
составила настоящий акт в том, что:

1. На основании результатов контроля и диагностирования технического состояния сборочных единиц (узлов) и деталей основного и вспомогательного оборудования установлены дефекты, приведенные в прилагаемых актах о выявленных дефектах оборудования.

2. Для устранения обнаруженных дефектов требуется выполнение работ (не предусмотренных ведомостью планируемых работ по ремонту), приведенных в прилагаемой ведомости дополнительных работ по ремонту.

3. На основании результатов контроля и диагностирования технического состояния сборочных единиц (узлов) и деталей оборудования необходимо исключить из ведомости планируемых работ по ремонту выполнение работ, приведенных в прилагаемом протоколе исключения работ.

4. Для выполнения работ, приведенных в ведомости дополнительных работ по ремонту необходимо наличие следующих материально-технических ресурсов:
_____
_____
_____
_____

5. Производство работ, приведенных в ведомости дополнительных работ по ремонту при наличии материально-технических ресурсов, указанных в пункте 4 настоящего акта с учетом технологических возможностей их выполнения, потребует в соответствии с корректированным графиком выполнения ремонтных работ увеличения продолжительности ремонта на _____ суток и изменение срока _____ ремонта _____
вид ремонта наименование
установки станционный № ___ с _____ по _____
дата дата
(не требует изменения продолжительности и сроков ремонта)

Приложения:
Акты о дефектах оборудования _____
количество
Ведомость дополнительных работ по ремонту
Протокол исключения работ по ремонту

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия
Члены комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия
_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 23
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт о выявленных дефектах оборудования

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____
подпись — инициалы, фамилия

_____
дата

Акт

о выявленных дефектах _____
наименование оборудования

станционный номер_____тип/марка _____

Комиссия в составе:
председателя _____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
и членов комиссии_____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
составила настоящий акт в том, что во время _____ремонта _____установки
станционный № __
вид ремонта наименование
произведена дефектация _____
наименование оборудования

1. В процессе контроля и диагностирования узлов и деталей обнаружено следующие дефекты:

_____
_____
(Перечисляются дефекты)

2. Для устранения обнаруженных дефектов требуется выполнение следующих работ

_____
_____
(Перечень необходимых работ и материалов)

3. Перечень прилагаемых к акту протоколов и заключений.

_____
_____

Руководитель эксплуатационного подразделения _____ _____
подпись — инициалы, фамилия

Ответственный представитель электростанции _____ _____
подпись — инициалы, фамилия

Представитель подразделения по планированию и подготовке ремонта _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Руководитель ремонта установки _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Мастер по ремонту оборудования организации – исполнителя ремонта _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 24
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт об использовании для ремонта материалов – заменителей

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____ _____
подпись — инициалы, фамилия — дата

АКТ
об использовании для ремонта
материалов-заменителей

Комиссия в составе:
Председателя _____
должность, организация, инициалы, фамилия
и членов комиссии _____
должность, организация, инициалы, фамилия
составила настоящий акт о нижеследующем:

При _____ ремонте _____
вид ремонта — наименование
установки станционный № ____, проведенному с _____ по _____, для изготовления перечисленных ниже составных частей (деталей) оборудования вместо материалов, указанных в конструкторской документации использованы допущенные к применению материалы-заменители, качество которых подтверждено сертификатами.

Наименование, обозначение (конструкторская документация, технические условия (далее – ТУ), ГОСТ) составной части	Материал ГОСТ, ТУ, марка		Причина замещения	Срок контроля технического состояния составной части
	по чертежу	заменитель		
наименование и обозначение оборудования				
1.				
2.				
3.				

наименование и обозначение оборудования				
1.				
2.				
3.				

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 25
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Ведомость выполненных работ по ремонту

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____

наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) должность технического руководителя

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

_____

дата

ВЕДОМОСТЬ
выполненных работ по _____ремонту
вид ремонта
_____ станционный №_____
наименование установки
Срок ремонта с _____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Даты выполнения работ начало/окончание	Наименование сборочных единиц (узлов), перечень выполненных работ*	Объем выполненных работ		Подразделение исполнителя работ (электростанции или организации – исполнителя ремонта)
			единица измерения	количество	

Руководитель _____ _____

(наименование эксплуатационного подразделения электростанции) подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____
(наименование подразделения электростанции исполнителя ремонта) подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____
(наименование подразделения организации – исполнителя ремонта) подпись, инициалы, фамилия

* По каждой сборочной единице (узлу) перечисляются типовые работы, затем сверхтиповые работы

Приложение № 26
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт приемки из ремонта оборудования

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____
подпись — инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ

приемки из _____ ремонта оборудования
вид ремонта

_____ станционный №_____
наименование установки

Комиссия в составе:
председателя _____
должность, организация, инициалы, фамилия

и членов комиссии

_____
должность, организация, инициалы, фамилия

_____

составила настоящий акт о том, что:

1. В период с _____ по _____ при плановом сроке с _____по _____ в соответствии с ведомостью планируемых работ и планом ремонта, уточненными по результатам дефектации оборудования (не в полном соответствии с ведомостью и нарушением плана), организацией

_____
наименование организации

по договору № _____ от _____ выполнен ремонт оборудования установки.

2. Причины несоответствия с ведомостью планируемых работ и нарушений плана ремонта

_____

3. Комиссией рассмотрены следующие организационно-технические документы:

4. На основании представленных документов и результатов приемо-сдаточных испытаний произведена приемка оборудования из ремонта и установлены следующие оценки качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ:

Наименование оборудования (составной части)	Станционный №	Тип	Оценка качества отремонтированного оборудования		Оценка качества выполненных ремонтных работ	
			предварительная	окончательная	предварительная	окончательная

5. Причины изменения предварительной оценки качества отремонтированного оборудования

6. Причины изменения предварительной оценки качества выполненных ремонтных работ

7. Оборудование включено под нагрузку _____
дата
в_____ час _____ минут

На основании изложенного выше отремонтированное оборудование с _____ час _____ минут _____ считается принятым Заказчиком из ремонта.
дата

8. Гарантийный срок эксплуатации* отремонтированного оборудования (составных частей)
_____
продолжительность в месяцах
с момента включения оборудования под нагрузку.

9. За качество выполненных ремонтных работ организации _____
наименование организации

* Если гарантийный срок эксплуатации оборудования, включенного в настоящий акт, имеет различные значения, то следует указывать его раздельно для каждого типа отремонтированного оборудования.

устанавливается общая оценка
предварительно _____
окончательно _____

10. В период подконтрольной эксплуатации производятся остановы и выполняются следующие работы:

Наименование оборудования (составной части)	Станционный №	Тип	Перечень работ	Продолжительность останова

11. На этом обязательства организации по указанному договору считаются выполненными.

12. Заказчику переданы следующие технические документы:
_____
_____

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 27
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт приемки из ремонта установки

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) должность технического руководителя

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ

на приемку из _____ ремонта
вид ремонта

_____ установки станционный № _____
наименование

_____
дата

Комиссия в составе:
председателя _____
(должность, организация, инициалы, фамилия)
и членов комиссии
_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)
_____
составила настоящий акт о нижеследующем:
1. _____ станционный № _____
(наименование установки)
находилась в _____ремонте с _____ по _____
(вид ремонта)
при плановых сроках с _____ по _____.

Ремонт выполнен за _____ календарных часов при плане _____календарных часов.

2. Причины увеличения продолжительности ремонта сверх плана_____
_____

3. Комиссией рассмотрены следующие представленные документы:

_____

_____

4. Комиссией произведена проверка пожарной безопасности отремонтированной энергоустановки, по результатам которой установлено:

- отремонтированное основное и вспомогательное оборудование _____ установки
(наименование)

соответствует (не соответствует) нормам и требованиям пожарной безопасности, установленным в нормативных правовых актах и правилах в области пожарной безопасности;

- мероприятия по устранению нарушений норм и требований пожарной безопасности при выполнении ремонтных, сварочных и огнеопасных работ и отремонтированного оборудования_____ установки выполнены (не выполнены).
(наименование)

Причины невыполнения_____

_____

Комиссия посредством осмотра установила, что на площадках размещения отремонтированной установки и непосредственно на установке:

- предусмотренные проектной и конструкторской документацией средства сигнализации о возникновении пожарной опасности, стационарные средства пожаротушения находятся (не находятся) в работоспособном состоянии;

- прошедшие проверку переносные средства пожаротушения имеются (не имеются) в наличии;

- пути эвакуации персонала в случае пожара свободны (не свободны) для перемещения людей, задействовано (не задействовано) рабочее и эвакуационное освещение, установлены (не установлены) указатели направления эвакуации;

- персонал, обслуживающий площадки размещения оборудования установки, прошел (не прошел) в установленном порядке инструктаж и проверку знаний по пожарной безопасности, обучен (не обучен) действиям при возникновении пожара;

- на электростанции имеется (отсутствует) персонал, ответственный за техническое состояние технических систем пожарной сигнализации и пожаротушения.

На основании рассмотренных документов и результатов осмотра комиссия считает необходимым устранить следующие недостатки по обеспечению пожарной безопасности объекта:

_____

_____

Отремонтированная _____ установка принимается из ремонта с оценкой
(наименование)

пожарной безопасности _____.

5. На основании рассмотренных документов и результатов приемо-сдаточных испытаний, проведенных в соответствии с

_____

(наименование программ приемо-сдаточных испытаний)

_____

отремонтированному оборудованию, входящему в состав установки, установлены следующие оценки качества:

Наименование оборудования (составных частей)	Станционный №	Тип	Оценка качества отремонтированного оборудования		Причины изменения оценки качества отремонтированного оборудования (составных частей)	Организация-исполнитель ремонта
			предварительная	окончательная		

6. На основании результатов подконтрольной эксплуатации и оценок качества отремонтированного оборудования, отремонтированная установка принимается в постоянную эксплуатацию с окончательной оценкой _____

7. На основании проверки выполнения установленных требований и оценок качества отремонтированного оборудования (составных частей), входящего в состав установки организациям - исполнителям ремонта за качество выполненных ремонтных работ комиссией устанавливаются оценки:

Наименование организации-исполнителя ремонта	Оценка качества выполненных ремонтных работ		Причины изменения оценки качества выполненных ремонтных работ
	предварительная	окончательная	

8. В течение подконтрольной эксплуатации проводятся остановы оборудования и выполняются следующие работы:

Наименование оборудования	Станционный №	Тип	Перечень работ	Продолжительность останова

Председатель комиссии _____ _____

(подпись) (инициалы, фамилия)

Члены комиссии _____ _____

(подпись) (инициалы, фамилия)

Приложение № 28
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Решение о применении ремонта по техническому состоянию

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Решение
о применении ремонта по техническому состоянию
_____ станционный (диспетчерский) №
(наименование оборудования, тип) _____
(наименование субъекта электроэнергетики)

г._____ «___» _____201_г.

1. Комиссия в составе:

председателя _____
(должность, организация, Ф.И.О.)

членов комиссии: _____
(должность, организация, Ф.И.О.)

_____

2. Провела проверку работоспособности и исправности автоматизированной системы контроля технического состояния _____

_____ № _____,
(наименование основного оборудования, тип) (наименование электростанции)

состав входных и выходных параметров и показателей технического состояния, наличие в системе их допустимых и предельных значений, позволяющих достоверно определить фактическое техническое состояние_____

_____.
(наименование основного оборудования, тип)

3. Рассмотрела представленные субъектом электроэнергетики:

3.1. Локальный нормативный акт _____,
(наименование и обозначение документа)

устанавливающий периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и, соответствующие, их допустимые и предельные значения, позволяющие достоверно определять

фактическое техническое состояние _____
(наименование ЛЭП, оборудования, тип)

и его изменение в период до следующего выполнения контроля, его полноту, обоснованность установленных норм и требований и его соответствие требованиям Правил ТОиР.

3.2. Технико-экономическое обоснование эффективности применения ремонта по техническому состоянию_____.
(наименование оборудования, тип)

4. На основании результатов проверки функционирования автоматизированной системы контроля технического состояния

_____ № _____,
(наименование основного оборудования, тип) (наименование электростанции)

и результатов анализа, представленных субъектом электроэнергетики документов, комиссия (не) считает технически возможным и экономически целесообразным применение ремонта по техническому состоянию для

_____ № _____,
(наименование основного оборудования, тип) (наименование электростанции)

с периодичностью контроля технического состояния _____ часов эксплуатации при соблюдении следующих условий и выполнении следующих мероприятий:

4.1. В процессе эксплуатации _____

4.2. В первый останов для контроля технического состояния _____

_____

4.3. В первый ремонт по техническому состоянию _____

_____

5. Особое мнение членов комиссии (не имеется) (см. приложение).

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 29
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ по техническому обслуживанию зданий и сооружений

Прилегающая территория

1. Сезонные осмотры закрепленной территории в соответствии с графиком.
2. Планировка грунтовой поверхности вокруг зданий и сооружений для организованного отвода поверхностных вод от стен зданий и сооружений.
3. Подсыпка щебеночных и гравийных покрытий площадок.
4. Очистка, сбор и удаление с прилегающей территории строительных и бытовых отходов.
5. Сезонная вырубка кустарниковой поросли и скашивание травы.
6. Сезонная уборка автомобильных дорог и пешеходных дорожек (по принадлежности) от мусора и грязи.
7. В зимнее время уборка от снега и наледи автомобильных дорог и пешеходных дорожек, посыпка территории противогололедными составами и материалами.
8. Очистка от загрязнений решёток сточных каналов, лотков и приямков ливнестоков.
9. Организация гидропневматической прочистки промливневой канализации.

10. Замена изношенных фасонных частей, задвижек, пожарных гидрантов, вантузов, клапанов, водоразборных колонок.

11. Устранение провалов и просадок грунта территорий, кроме мест расположения над подземными коммуникациями.

12. Очищение от земли, мусора и снега крышек пожарных, смотровых и промливневых колодцев. Отмечание местоположения колодцев специальными табличками.

13. Устранение повреждения дорожных покрытий (выбоины, просадки, трещины, разрывы, разрушения или дефекты установки бордюрных камней). Ремонт просевших отмосток, тротуаров, пешеходных дорожек.

14. Ремонт решёток и плит перекрытия, перекрывающих лотки, каналы и приямки.

15. Производство планировки кюветов дорог для отвода поверхностной воды.

16. Подготовка систем водостоков к сезонной эксплуатации.

17. Выполнение работ по устранению отдельных дефектов и деформаций.

18. Окраска решетчатых ограждений, ворот, оград.

19. Подготовка к сезонной эксплуатации оборудования тренировочных полигонов.

20. Организация испытаний пожарных гидрантов на исправность и водоотдачу.

Фундаменты и отмостки зданий и сооружений, фундаменты под оборудование

21. Сезонные осмотры видимой части фундаментов с внутренней стороны подвальных помещений.

22. Постановка на раствор отдельных ослабевших кирпичей в фундаментных стенах с внутренней стороны подвальных помещений.

23. Ремонт просевших отмосток зданий и сооружений.

24. Подливка фундаментов оборудования после выполнения работ на анкерном крепеже.

25. Очистка фундаментов и отмосток от земли, растительности, отслоившейся штукатурки, мусора и следов горюче-смазочных материалов.

26. Наблюдение за осадками по установленным цементным маякам.

27. Устранение мелких дефектов (восстановление защитного слоя бетона, затирка трещин, установка цементных маяков на расширяющихся трещинах, антикоррозионная защита закладных и анкерных болтов).

28. Наблюдение за режимом подземных вод.

29. Сезонная заделка и демонтаж продухов в цоколях зданий и сооружений, имеющих подвальные помещения.

30. Проветривание подвальных помещений в летний период (или постоянно) в целях недопущения превышения влажности воздуха в подвальных помещениях 65 % в нормальных условиях.

Наружные ограждающие конструкции и колонны

31. Сезонные осмотры ограждающих конструкции и колонн зданий и сооружений.

32. Удаление отслоившегося отделочного или защитного слоя стен и колонн (штукатурка, окраска), затирка трещин цементным раствором.

33. Герметизация вертикальных и горизонтальных стыков стеновых панелей или кирпичной кладки стен в местах повышенной продуваемости или проникания атмосферной влаги.

34. Наблюдение за установленными цементными маяками в соответствии с инструкцией по эксплуатации ЗиС.

35. Установка «маяков» на наружной или внутренней поверхностях кирпичных, бетонных и железобетонных стен в местах возникновения увеличивающихся трещин.

36. Выявление дефектов строительных конструкций.

37. Наблюдение за развитием деформаций.

38. Обеспечение обследования производственных зданий и сооружений по утвержденным графикам.

39. Организация наблюдения за осадками зданий и сооружений.

Окна, ворота, двери зданий и сооружений

40. Укрепление или регулировка механизмов фиксации ворот, дверей и оконных створок, за исключением механизмов открывания оконных конструкций в зданиях.

41. Устранение дефектов механизмов фиксации оконных конструкций в зданиях.

42. Регулировка или замена дверных доводчиков (за исключением дверных доводчиков на противопожарных дверях).

43. Устранение дефектов крепления дверных коробок.

44. Устранение дефектов дверных полотен: рассыхание, коробление, перекос, провисание, неплотность притвора, неудовлетворительной работы устройств запирания.

45. Покраска дверных полотен и оконных створок, оконных фрамуг и форточек в местах, не требующих установку лесов.

46. Устранение дефектов крепления оконных фрамуг и форточек в местах, не требующих установку лесов.

47. Установка недостающих, частично разбитых и укрепление слабо укрепленных стекол в дверных заполнениях и оконных заполнениях, не требующих установку лесов.

48. Выполнение уплотнения и герметизации оконных конструкций с использованием герметизирующих мастик, заменой штапиков или уплотнительной резины в местах, не требующих установку лесов.

49. Уплотнение створок ворот, устранение дефектов деревянной обрешетки.

50. Сезонное утепление оконных и дверных проемов при подготовке к отопительному сезону.

51. Организация проведения проверки работоспособности средств противопожарной защиты, противопожарных дверей и преград с оформлением соответствующего акта проверки не реже 1 раза в квартал.

Кровля зданий

52. Очищение кровли от снега, пыли, опавшей листвы и мусора, не допуская скопления, равного или превышающего по весовым показателям проектную нормативную нагрузку на покрытие. Удаление наледи и сосулек, свисающих с козырьков кровли.

53. Выполнение очистки ливнесточных воронок и ливнесточных трубопроводов в пределах здания и сооружения от пыли, опавшей листвы, мусора и засоров.

54. Устранение протечек в отдельных местах кровли. Промазка кровельных фальцев и образовавшихся свищей в мягких кровельных покрытиях мастиками или герметиком.

55. Закрытие слуховых окон, люков и входов чердачных помещений.

56. Укрепление оголовков дымовых, вентиляционных труб и металлических покрытий парапета кровли.

57. Укрепление козырьков, ограждений и перил.

58. Укрепление существующих ходовых досок и переходных мостиков

59. Укрепление рядовых звеньев, водоприемных воронок, колен и отмета наружного водостока.

60. Обеспечение работоспособности систем водостоков.

61. Антисептирование деревянных конструкций кровли.

62. Организация покрытия несущих деревянных конструкций кровли противопожарными составами.

63. Организация испытаний и технического обслуживания ограждения крыш.

64. Организация испытаний сухотрубов на водоотдачу.

Лестницы и площадки зданий

65. Укрепление перил и поручней на лестничных маршах (за исключением наружных противопожарных лестниц).

66. Заделка выбоин в бетонных и каменных ступенях, на лестничных площадках и в пандусах.

67. Организация испытаний и технического обслуживания лестниц пожарных наружных стационарных

68. Организация восстановления дефектов огнезащитных покрытий лестничных косоуров.

Междуэтажные перекрытия, полы зданий

69. Очистка от загрязнений строительных конструкций, поддержание санитарного состояния закрепленных помещений, организация влажной и сухой уборки.

70. Поддержание в помещениях проектного режима отопления и вентиляции.

71. Нанесение разметок и маркировок на чистые полы, отражающие габаритные размеры проездов и ремонтных площадок, с указанием допустимых нагрузок.

72. Восстановление отдельных повреждений целостности половых покрытий.

73. Восстановление коррозионной защиты закладных деталей, опорных узлов и арматуры строительных конструкций в местах, не требующих установку лесов.

74. Восстановление отдельных дефектов защитного слоя бетона в строительных конструкциях в местах, не требующих установку лесов.

75. Выполнение крепления оторванных плинтусов, стыковых и пороговых планок.

76. Устранение одиночных провисов каркаса подвесного потолка.

77. Устранение мелких дефектов по окраске строительных конструкций после ремонта сетей, а также инженерного и производственного оборудования зданий и сооружений в местах, не требующих установку лесов.

78. Заполнение сквозных отверстий негорючими материалами в ограждающих конструкциях после прокладки коммуникаций в местах, не требующих установку лесов.

Санитарно-техническое оборудование и внутренние инженерные сети зданий

80. Сезонные осмотры санитарно-технического оборудования и внутренних инженерных сетей (за исключением противопожарных).

81. Организация ежегодного технического обслуживания противопожарных оборудования и внутренних инженерных сетей.

82. Организация испытаний внутреннего противопожарного водопровода на водоотдачу.

83. Устранение течи кранов водопроводных и горячего водоснабжения, бачков-унитазов и кранов – смесителей душей.

84. Устранение отдельных течей в трубопроводах, приборах и арматуре путем подтягивания муфт, контргаек, постановкой хомутов на резиновых прокладках, обматыванием специальной лентой и пр.

85. Набивка сальников и замена в отдельных помещениях регулировочной и запорной арматуры.

86. Покраска отдельных участков трубопроводов и воздуховодов в местах, не требующих установку лесов.

87. Укрепление существующих крюков, хомутов, кронштейнов и подвесок, а также постановка дополнительных средств крепления трубопроводов и приборов в местах, не требующих установку лесов.

88. Устранение отдельных повреждений изоляции внутренних инженерных сетей.

Приложение № 30
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный план ремонта зданий и сооружений

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Перспективный план ремонта зданий и сооружений

_____ с _____ по _____г.
наименование энергообъекта

Год, месяц вывода в ремонт	Наименование объектов	Вид ремонта (капитальный, текущий)	Продолжительность ремонта, сутки	Укрупненный перечень работ	Сроки разработки проектно-сметной документации	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Всего по объекту электроэнергетики						

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 31
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Годовой график ремонта зданий и сооружений

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Годовой график
ремонта зданий и сооружений

_____ на _____ год
наименование энергообъекта

Наименование Здания или сооружения	Вид ремонта (капитальный, текущий)	Начало, дата	Окончание, дата	Продолжи-тельность, сутки	Укрупненный перечень работ	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Всего по объекту электроэнергетики:						

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 32
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Периодичность капитального ремонта производственных зданий и сооружений

№ п/п	Здания и сооружения с их конструктивными характеристиками	Периодичность капитального ремонта, годы		
		в нормальных условиях	в агрессивных средах	при вибрации и других динамических нагрузках
1	2	3	4	5
I.	Здания			
1.	С железобетонным каркасом, панельными сборными железобетонными стенами	30	20	10
2.	С металлическим каркасом	25	15	8
3.	С железобетонным или металлическим каркасом, панельными облегченными стенами, с обшивкой профилированной оцинковоной сталью и аналогичными панелями покрытия	15	10	12
4.	С железобетонным или металлическим каркасом, с заполнением каркаса каменными материалами	20	15	6
5.	С каменными стенами из штучных камней или крупноблочных, колонны и столбы железобетонные или кирпичные с железобетонными перекрытиями	15	10	6
6.	Со стенами облегченной каменной кладки, колонны и столбы кирпичные или железобетонные, перекрытия железобетонные	12	10	5
II.	Сооружения производственного назначения			

1	2	3	4	5
1.	Галереи и эстакады топливоподачи металлические	16	10	10
2.	Эстакады для воздушной прокладки трубопроводов металлические	16	10	
3.	Дымовые трубы металлические:			
	многоствольные	18	12	15
	одноствольные	15	10	15
4.	Дымовые трубы кирпичные и железобетонные	30	20	30
5.	Газоходы кирпичные для отвода дымовых газов (на железобетонных опорах с железобетонными покрытиями и перекрытиями) с защитной кислотоупорной футеровкой из кирпича	25	15	15
6.	Металлические газоходы с футеровкой из кислотоупорного кирпича	15	10	10
7.	Газоходы для отвода дымовых газов из сборных железобетонных панелей с футеровкой из кислотоупорного кирпича	15	7	7
8.	Газоходы для отвода дымовых газов из сборных железобетонных панелей с футеровкой из силикатполимербетона	30	30	30
9.	Разгрузочные платформы зданий химводоочистки бетонные и железобетонные	-	8	-
10.	Градирни			
10.1.	С железобетонной оболочкой	18	12	-
10.2.	Каркасно-обшивные:			
10.2.1.	С деревянной обшивкой	6	3	-
10.2.2.	С асбошиферной обшивкой	18	12	-
10.2.3.	С алюминиевой обшивкой (однослойной, двухслойной)	20	-	-
11.	Резервуары			
11.1.	Железобетонные резервуары для мазута		15	
11.2.	Металлические резервуары для мазута		10	
11.3.	Металлические резервуары для воды		7	

Приложение № 33
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Периодичность капитального ремонта конструктивных элементов производственных зданий и сооружений энергообъектов

№ п/п	Наименование конструктивных элементов	Периодичность капитального ремонта в годах для различных условий эксплуатации		
		в нормальных условиях	в агрессивных условиях при переувлажнении	при вибрации и других динамических воздействиях
1	2	3	4	5
1.	Фундаменты			
1.1.	Железобетонные и бетонные	50	25	15
1.2.	Бутовые и бутобетонные	40	20	12
1.3.	Кирпичные	30	15	10
2.	Стены			
2.1.	Сборные, панельные, железобетонные	15	10	8
2.2.	Стыки между панелей	8	4	5
2.3.	Облегченные панельные 3-х слойные стены с металлической обшивкой оцинкованной сталью	18	12	15
2.4.	Кирпичные из обыкновенного глиняного красного кирпича	20	18	15
2.5.	Из облегченной кирпичной кладки	12	8	10
2.6.	Из силикатного кирпича	20	12	15
3.	Каркасы			
3.1.	Колонные			

1	2	3	4	5
3.1.1.	Железобетонные:			
	монолитные	50	40	40
	сборные	50	35	35
3.1.2.	Металлические	60	35	50
3.1.3	Кирпичные	20	15	10
3.2.	Ригели, балки:			
3.2.1.	Ригели железобетонные	50	40	30
3.2.2.	Ригели металлические	50	35	40
3.2.3.	Балки подкрановые:			
	металлические	30-35	20	25
	железобетонные обыкновенные	35	30	20
	железобетонные преднапряженные	40-45	35-40	35-40
4.	Фермы			
4.1.	Металлические	20	15	15
4.2.	Железобетонные	18	12	15
5.	Перекрытия			
5.1.	Железобетонные монолитные	20	15	18
5.2.	Железобетонные сборные по железобетонным балкам	25	18	15
5.3.	Железобетонно-металлические (плиты железобетонные, балки металлические)	20	28	18
5.4.	Металлические	25	15	20
6.	Покрытия (несущие ограждающие)			
6.1.	Металлические облегченные	15	10	15
6.2.	Железобетонные крупнопанельные сборные по фермам	35	30	30
6.3.	Железобетонные сборные мелкоразмерные по металлическим прогонам	25	18	15
6.4.	Железобетонные монолитные по железобетонным аркам и регелям рам, сводчатые	30	20	25
6.5.	Железобетонные монолитные по металлическим прогонам	30	18	20
7.	Полы			
7.1.	Металлические	20	15	12
7.2.	Цементные и бетонные	5	2	4
7.3.	Керамические (плиточные)	10	8	6
7.4.	Мозаичные	18	15	12
7.5.	Шлакоситаловые (плиточные)	12	12	8
7.6.	Асфальтовые	6	6	6
7.7.	Паркетные	8	-	6
7.8.	Дощатые	8	-	8
7.9.	Из линолеума	5	5	5

1	2	3	4	5
7.10.	Из кислотоупорного кирпича (плитки)	-	10-12	7-9
8.	Проемы			
8.1.	Переплеты металлические;	20	20	20
8.2.	Переплеты деревянные	15	10	12
8.3.	Двери	10	10	10
8.4.	Ворота металлические	8	8	8
9.	Внутренняя штукатурка	15	10	6
10.	Штукатурка фасадов	10	10	5
11.	Центральное отопление	15	12	10
12.	Вентиляция	10	5	8
13.	Водопровод, канализация и горячее водоснабжение	15	12	12
14.	Электроосвещение	12	10	10
15	Гидроизоляционные и антикоррозионные покрытия	8	4	6

Приложение № 34
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Нормы простоя дымовых железобетонных и кирпичных труб для обследования внутренней поверхности футеровки, изоляции железобетонной поверхности и оголовка трубы

При высоте труб до 120 м – 2 суток, но не менее 20 ч светового дня.

При высоте труб выше 120 м до 180 м – 3 суток, но не менее 30 ч светового дня.

При высоте труб выше 180 м до 250 м и более – 4 суток, но не менее 40 ч светового дня.

При высоте труб выше 250 м до 350 м и более – 5 суток, но не менее 46 ч светового дня.

Примечания:

1. Нормы простоя приняты при условии состояния оголовка, позволяющего установку оснастки. При необходимости ремонта оголовка длительность простоя соответственно увеличивается.
2. При возникновении во время монтажа оснастки неблагоприятных погодных условий (гроза, ветер 6 баллов и более, осадки, туман, гололед) работы прекращаются, а длительность простоя соответственно увеличивается.
3. Все подготовительные работы к внутреннему осмотру поверхности футеровки и оголовка трубы выполняются на работающей трубе.

Приложение № 35
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Продолжительность капитального и текущего ремонта дымовых труб, газоходов и градирен

Объект		Характеристика объекта	Продолжительность ремонта, сутки	
			в капитальном ремонте	в текущем ремонте
1.	Железобетонные и кирпичные трубы	Высота до 100 м	60	15
		Выше 100 м - до 120-150 м	90	20
		Выше 150 м - до 180 м	120	25
		Выше 180 м - до 250 м	150	35
		Выше 250 м - до 320 м	160	40
2.	Металлические дымовые трубы	Высота до 30 м	40	10
		Высота от 30 до 60 м	60	15
		Высота от 60 до 100 м	80	20
3.	Газоходы к дымовым трубам	Объем газохода до 320 м^3	30	7
		Объем газохода от 320 м^3 до 640 м^3	60	10
4.	Башенные градирни с металлическим каркасом	Площадь до 800 м^2	45	12
		Площадь от 800 до 1500 м^2	70	15
		Площадь от 1500 до 2500 м^2	90	25
5.	Железобетонные гиперболические градирни	Площадь 1520 м^2	120	15
		Площадь 3200 м^2	160	20
6.	Вентиляторные градирни	Площадь до 420 м^2	60	5
		Площадь до 700 м^2	70	7

Примечание. При сверхнормативных объемах ремонтных работ продолжительность ремонта, указанная в таблице, может быть увеличена

Приложение № 36
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ
при типовом капитальном ремонте дымовых труб, газоходов и градирен

1. Типовой перечень работ при капитальном ремонте дымовых труб.

1.1. Подготовительные работы (общие для всех типов дымовых труб).

Подготовка ремонтной площадки с устройством временных сооружений, установкой лесов, подмостей, люлек, механизмов и спецоснастки.

Наружный и внутренний осмотр трубы с проверкой технического состояния ствола, футеровки, металлоконструкций и уточнением объемов ремонтных работ с экспертизой промышленной безопасности.

1.2. Ремонт железобетонных труб.

1.2.1. Ремонт железобетонного ствола. Ремонт наружной поверхности ствола трубы с очисткой и заделкой дефектных участков. Ремонт наружных металлоконструкций и грозозащиты трубы. Антикоррозионная защита металлоконструкций. Антикоррозионно-маркировочная защита поверхности железобетонного ствола (по проекту).

1.2.2. Ремонт футеровки. Ремонт кирпичной футеровки с разборкой и заменой дефектных участков. Нанесение на поверхность футеровки изоляционного слоя (по проекту). Ремонт или восстановление вентилируемого зазора (по проекту). Ремонт или восстановление разделительной стенки (по проекту). Замена чугунного литья на оголовке трубы.

1.2.3. Ремонт внутренних металлических газоотводящих стволов. Ремонт металлоконструкций площадок, лестниц. Ремонт теплоизоляции внутренних стволов.

1.3. Ремонт кирпичных труб.

1.3.1. Ремонт кирпичного ствола. Ремонт наружной поверхности кирпичного ствола с заделкой раковин и трещин. Ремонт, замена и установка дополнительных металлических стяжных колец. Ремонт металлоконструкций и грозозащиты трубы. Антикоррозионная защита металлоконструкций и стяжных колец.

1.3.2. Ремонт футеровки. Ремонт кирпичной футеровки с разборкой и заменой дефектных участков. Нанесение на поверхность футеровки изоляционного слоя (по проекту). Ремонт и восстановление разделительной стенки (по проекту). Перекладка оголовка трубы и замена чугунного литья (по проекту).

1.4. Ремонт металлических труб.

1.4.1. Ремонт металлического ствола. Ремонт ствола с заделкой или заменой дефектных участков. Ремонт и замена металлоконструкций, грозозощиты и растяжек. Антикоррозионная защита внутренней и наружной поверхности ствола, металлоконструкций и растяжек.

1.4.2. Ремонт теплоизоляции (при наличии) трубы.

1.5. Заключительные работы (общие для всех видов труб).

Проверка исполнительной документации по ремонту трубы, оформление акта приемки. Демонтаж оборудования, заделка монтажных проемов, уборка строительного мусора.

2. Типовой перечень работ при капитальном ремонте газоходов.

2.1. Подготовительные работы.

Подготовка ремонтной площадки с установкой лесов, подмостей, механизмов и спецоснастки.

Наружный и внутренний осмотр газоходов с проверкой технического состояния конструкций, узлов сооружения и уточнением объемов ремонтных работ.

2.2. Ремонт газоходов.

Ремонт стен, перекрытий и футеровки газоходов с разборкой и заделкой дефектных мест и заменой дефектных элементов. Ремонт или замена опорных конструкций газоходов. Ремонт и уплотнение примыканий газоходов к дымовой

трубе и к дымососам (по проекту), восстановление теплоизоляции после ремонта. Ремонт внутренней поверхности футеровки газоходов с нанесением кислотостойких составов.

2.3. Заключительные работы.

Проверка исполнительной документации, оформление акта приемки. Демонтаж оборудования и механизмов, уборка строительного мусора.

3. Типовой перечень работ при капитальном ремонте градирни.

3.1. Подготовительные работы (для всех типов градирен).

Подготовка ремонтной площадки с устройством временных сооружений, установкой подмостей, люлек, механизмов и спецоборудования.

Наружный и внутренний осмотр сооружения с проверкой технического состояния башни, металлоконструкций, оросительного устройства, чаше бассейна и уточнением объемов ремонтных работ.

3.2. Ремонт железобетонных гиперболических башен градирен.

Ремонт наружной и внутренней поверхности оболочки башни с очисткой и заделкой дефектных мест. Ремонт и замена металлоконструкций башни градирни. Ремонт железобетонной наклонной колоннады (по проекту).

3.3. Ремонт башенных градирен с металлическим каркасом.

Ремонт и замена отдельных дефектных элементов металлического каркаса башни. Ремонт и замена дефектных щитов обшивы башни. Антикоррозионная защита металлоконструкций башни.

3.4. Ремонт вентиляторных градирен.

Ремонт наружных и внутренних поверхностей железобетонных стен с заделкой дефектных мест. Ремонт и замена отдельных дефектных элементов металлического каркаса. Ремонт или замена дефектных мест в обшиве каркаса. Ремонт или замена опорных конструкций, вентиляторов, диффузоров (по проекту). Антикоррозионная защита металлоконструкций, диффузоров, вентиляторов.

3.5. Ремонт и модернизация оросительного устройства и чаши бассейна градирни (для всех типов градирен).

Ремонт и замена дефектных деталей оросителя, каркаса оросительного устройства водораспределения, ветровых и противообледенительных перегородок и щитов противообледенительного тамбура. Антикоррозионная защита трубопроводов водораспределения. Ремонт дефектных мест в чаше градирни с восстановлением гидроизоляции (по проекту). Ремонт бетонной отмостки по периметру чаши бассейна градирни (по проекту), очистка чаши бассейна градирни.

3.6. Заключительные работы для всех типов градирен.

Проверка исполнительной документации по ремонту градирни, оформление акта приемки.

Демонтаж механизмов и оснастки, восстановление монтажных проемов, уборка строительного мусора.

Приложение № 37
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Ведомость планируемых ремонтно-строительных работ

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

ВЕДОМОСТЬ
планируемых ремонтно-строительных работ

по _____
(вид ремонта) (объект ремонта)

Срок ремонта с_____ по_____

Основание: акт общего технического осмотра (акт обследования)
_____от_____20_г.
(наименование здания, сооружения)

№ п/п	Вид работ	Единица измерения	Количество	Необходимые материалы, конструкции
1	2	3	4	5

Руководитель _____ _____
(наименование эксплуатационного подразделения электростанции) подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____
(наименование подразделения электростанции исполнителя работ) подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____
(наименование подразделения организации – исполнителя ремонта) подпись, инициалы, фамилия

Приложение № 38
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

АКТ
предремонтного обследования объекта

Электростанция				
Объект ремонта				

Комиссия в составе представителей Заказчика				
Подрядчика				
произвела в «__»		20__	г	освидетельствование в
натуре здания и сооружения (дымовой трубы, градирни, газохода,				
антикоррозийного покрытия трубопроводов).				
и, ознакомившись с предъявленной производственно-технической документацией, установила следующее:				
На основании изложенного комиссия считает, что объект нуждается в следующем ремонте:				

Представитель Заказчика		(Ф.И.О.)
Представитель Подрядчика		(Ф.И.О.)

Приложение № 39
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт готовности электростанции к капитальному ремонту здания, сооружения

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Акт

готовности _____ к капитальному
(наименование энергообъекта (электростанции))
ремонту _____
(наименование здания, сооружения)

Комиссия в составе:
Председателя _____
(должность, организация, инициалы, фамилия)
и членов комиссии: _____
(должность, организация, инициалы, фамилия)
_____
_____
«_____» _____20__г. проверили готовность _____
(наименование энергообъекта)
к капитальному ремонту _____,
(наименование здания, сооружения)
выводимого в ремонт с _____20__г. на срок _____ суток.

1. Проверкой выполнения плана подготовки ремонта _____ _____,
проведенной комиссией установлено следующее:
1.1. Запасные части, материалы, оборудование подготовлены (не) полностью.
Для выполнения ремонта в соответствии с планом энергообъекту недостает:
_____
_____
_____

1.2. Производственные бригады собственного ремонтного персонала и организаций – исполнителей ремонта сформированы в (не) полном численном и профессиональном составе
В производственных бригадах недостает:_____
_____

1.3. Грузоподъемные средства, технологическая оснастка, средств механизации, посты энергоносителей, ремонтные площадки подготовлены (не) полностью.
Необходимо подготовить:_____
_____

1.4. График производства ремонтных работ, проектная документация, технологические, нормативные и организационные документы, определяющие производственные задания подразделениям - исполнителям ремонта подготовлены (не) полностью.
Не подготовлены следующие документы:_____
_____

1.5. Кроме того, из плана подготовки к ремонту _____ не выполнены следующие организационно-технические мероприятия:

Наименование мероприятия	Подразделение-Исполнитель	Сроки исполнения		Причины невыполнения
		Начало	Окончание	

2. На основании результатов проверки комиссия заключает:
2.1. Объект электроэнергетики к выполнению ремонта в сроки установленные планом (не) готов.
2.2. План подготовки ремонта _____ выполнен в (не) полном объеме.
2.3. Для обеспечения производства работ в соответствии с планом ремонта необходимо выполнить следующие мероприятия:

Наименование мероприятия	Подразделение-исполнитель	Срок выполнения

2.4. Для обеспечения выполнения ремонта _____ в полном объеме согласно плану необходимо календарные сроки ремонта изменить:
начало _____, окончание _____.

Председатель комиссии_____
подпись, инициалы, фамилия
Члены комиссии_____
подпись, инициалы, фамилия
_____
подпись, инициалы, фамилия

Приложение № 40
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

АКТ

освидетельствования конструкции (элемента) здания, сооружения, работ, не доступных после завершения ремонта (скрытых работ)

№ _____ «____» _____ 20___ г.

_____
(наименование электростанции)

_____
(конструкция, (элемент) здания, сооружения, работы)

_____
(наименование объекта ремонта, наименование работ)

Рабочая комиссия, назначенная заказчиком
_____,
(наименование субъекта электроэнергетики, дата и номер документа)
в составе:
председателя рабочей комиссии - представителя заказчика
_____
(должность, фамилия, инициалы)
членов рабочей комиссии - представителей:
организации – исполнителя ремонта, _____
(должность, фамилия, инициалы)
организации, осуществляющей подготовку проектной документации,
_____
(должность, фамилия, инициалы)
руководитель производства работ, подлежащих освидетельствованию,
_____
(должность, фамилия, инициалы)

а также представители иных организаций участвующих в освидетельствовании,

_____

_____

(должности, фамилии, инициалы)

произвела освидетельствование выполненных работ, ознакомилась с предъявленной технической документацией и составила настоящий акт о нижеследующем:

1. К освидетельствованию предъявлены следующие работы: _____

_____

(наименование скрытых работ)

2. Работы выполнены по проектной документации _____

_____

_____

(номер, другие реквизиты чертежа, наименование и раздел проектной документации)

3. При выполнении работ применены_____

(наименование строительных материалов,

_____

изделий со ссылкой на сертификаты или другие документы, подтверждающие качество)

4. Предъявлены документы, подтверждающие соответствие работ предъявляемым к ним требованиям:_____

_____

_____

(исполнительные схемы и чертежи, результаты экспертиз, обследований, лабораторных и иных испытаний выполненных работ, проведенных в процессе строительного контроля.)

5. Даты: начала работ «____»_____ 20___г.

окончания работ «____»_____ 20___г.

6. Работы выполнены в соответствии с _____

_____

_____

_____

(указываются наименование, статьи (пункты) технического регламента (норм и правил), иных нормативных правовых актов)

7. Выявленные отступления от проектной документации, технологии ремонтных работ, не препятствующие нормальной эксплуатации и безопасности объекта ремонта _____

(перечень отступлений)

согласованы с

_____

8. Разрешается производство последующих работ по _____

_____

_____

(наименование работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения)

Дополнительные сведения: _____

_____

Акт составлен в _____ экземплярах.

Приложения:

_____

_____

Председатель рабочей комиссии_____

подпись, инициалы, фамилия

Члены рабочей комиссии_____

подпись, инициалы, фамилия

_____

подпись, инициалы, фамилия

Приложение № 41
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт приемки из ремонта зданий и сооружений

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ

приемки из _____ ремонта
вид ремонта

_____
Наименование здания, сооружения

Комиссия в составе:
председателя _____
должность, организация, инициалы, фамилия
и членов комиссии
_____
должность, организация, инициалы, фамилия
_____

произвела приемку в эксплуатацию законченный ремонтом объект
_____

При приемке установлено:
_____
1. Ремонт выполнялся
_____
наименование организации-исполнителя ремонта
в период с по
_____
и выполнен за календарных суток против
_____
суток по плану.
_____
Ответственный руководитель работ
_____
_____
Производитель работ (бригада)

2. Ремонт произведен на основании: _____

_____

_____

3. Имеющие место отступления от проекта _____

_____

_____

_____

_____

_____

4. При ремонте выполнены следующие основные работы:

_____

_____

_____

5. Перечень дефектов и невыполненных проектных решений, не препятствующих нормальной эксплуатации
объекта _____

_____

_____

6. Сметная стоимость ремонта объекта по утвержденной сметной документации _____ тыс. руб.
Фактическая стоимость выполненных и принятых по настоящему акту работ _____ тыс. руб.
Сметная стоимость дефектов и невыполненных проектных решений, перечисленных в пункте 5 акта
_____ тыс. руб.

7. Комиссия проверила наличие и содержание следующих документов по ремонту _____

_____

_____

_____

Решение комиссии:
Предъявленный к сдаче объект

_____

принимается в эксплуатацию в «__» _____ 20__г.
с оценкой выполненных работ
Приложения к акту _____

_____

_____

_____

Председатель комиссии_____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии:_____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 42
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Технический журнал
по эксплуатации зданий, сооружений

_____
(наименование объекта электроэнергетики)

_____
(наименование здания или сооружения по инвентарной ведомости)

Дата ввода в эксплуатацию _____
Основные технико-экономические показатели
1. Площадь сооружения _____ $м^2$
2. Строительный объем _____ $м^3$
3. Балансовая (восстановительная) стоимость _____ тыс. руб.
4. Иные показатели _____

Дата записи	Содержание	Примечания
	В колонку заносятся данные о результатах технического контроля состояния здания или сооружения и его конструктивных элементов и о его техническом обслуживании, в том числе о: - технических осмотрах; - технических обследованиях; - технических освидетельствованиях; - сведения о фактах существенных нарушений правил эксплуатации и о ликвидации их последствий и принятых мерах по предупреждению аналогичных нарушений. - основные сведения о проведенных текущих и капитальных ремонтах и реконструкциях (сроки, вид, характер, объем). Каждая запись удостоверяется подписью лица, внесшего данную запись.	В колонку заносятся дополнительные сведения, пояснения, ссылки, и иные данные, а также отметки уполномоченного лица о проверке ведения журнала.

Приложение № 43
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ по техническому обслуживанию оборудования гидроагрегатов, технических систем и вспомогательного оборудования

1. При осушенной проточной части гидротурбины:

осмотр всех доступных элементов и деталей проточной части гидротурбины;

проверка состояния съемного сегмента и его крепежных деталей;

проверка уплотнений цапф лопастей рабочего колеса;

проверка уплотнений пера лопаток направляющего аппарата;

проверка состояния лопастей рабочего колеса, облицовки камеры рабочего колеса, сопрягающего пояса верхнего и нижнего колец направляющего аппарата;

проверка состояния спиральной камеры, отсасывающей трубы, закладных частей затворов;

проверка комбинаторной зависимости (для поворотно-лопастных турбин);

проверка соответствия углов разворота лопастей и лопаток направляющего аппарата шкалам и указателям колонки регулятора.

2. На остановленном и работающем гидроагрегате:

контроль подачи смазки на подшипник гидротурбины;

проверка протечек масла через уплотняющие устройства маслоприемника на гидроагрегатах с турбинами поворотно-лопастного типа;

проверка положения клапанов срыва вакуума, целости пружин и отсутствия протечек воды;

проверка гидравлического режима работы гидротурбины по показаниям приборов в шахте гидротурбины, открытия направляющего аппарата по шкале серводвигателя;

проверка периодичности подкачки воздуха в камеру рабочего колеса при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора (далее – СК);

проверка сигнализации лекажных насосов;

проверка состояния и сигнализации дренажных устройств гидротурбины;

проверка и очистка всасывающих труб самовсасывающих насосов;

измерение перепада уровня воды на сороудерживающих решетках;

проверка смазки на регулирующем кольце, тягах серводвигателя в рычажных передачах и прочих элементах системы регулирования;

проверка целости предохранительных устройств (срезных пальцев, разрывных болтов) направляющего аппарата;

проверка отсутствия протечек масла из серводвигателей направляющего аппарата и работы лекажного агрегата;

проверка состояния маслоохладителей;

проверка отсутствия течей или отпотевания воздухоохладителей;

проверка отсутствия касания тормозного диска колодками;

проверка работы тормозной системы гидроагрегата;

проверка подачи смазки масленками, набивки масленок, смазки передачи к тахометру и подшипникам на валу маятника; проверка нагрева двигателя маятника регулятора частоты вращения;

проверка колебания иглы побудительного золотника регулятора частоты вращения;

проверка положения стрелки балансного прибора (на электрогидравлических регуляторах);

проверка состояния переключения и чистка фильтра золотника регулятора частоты вращения;

проверка уставок регуляторов частоты вращения гидротурбины;

внешний осмотр и обтирка механизмов масло-напорной установки (далее – МНУ);

проверка уровня масла в котле маслонапорной установки (далее – МНУ) – проверка устройств МНУ — цикличности работы насосов МНУ, подачи насосов МНУ, периодичности подкачки воздуха в котел МНУ, периодичности доливки масла в бак МНУ, сигнализации включения резервных насосов МНУ, уровней масла в баках МНУ;

опробование технологических защит по графику;

проверка плотности соединений трубопроводов, при необходимости подтяжка сальниковых уплотнений вентилей;

проверка состояния воздушных фильтров общестанционных компрессоров;

проверка наличия масла в картере общестанционных компрессоров;

проверка сигнализации дренажных насосов здания ГЭС и плотины;

проверка периодичности откачки воды из водоприемных галерей и сигнализация при их переполнении;

проверка температуры охлаждающего воздуха генератора (на входе в генератор и выходе из него);

проверка температуры сегментов и масла подпятника и подшипника генератора, турбинного подшипника;

проверка уровня масла в ванне подпятника и подшипника генератора, турбинного подшипника;

проверка плавности хода гидроагрегата, отсутствия повышенной вибрации, стуков, гидравлических ударов в проточной части гидротурбин;

проверка состояния болтовых соединений в местах, доступных для осмотра, без разборки узлов гидроагрегата;

проверка отсутствия протечек масла из ванны подпятника и подшипника генератора, турбинного подшипника, подводящих трубопроводов, а также разбрызгивания масла на обмотку генератора,

анализ масла, находящегося в эксплуатации;

проверка времени перемещения регулирующих органов гидротурбины – закрытия и открытия направляющего аппарата поворотнолопастных, радиально-осевых, диагональных гидротурбин; полного хода лопастей на сворачивание и разворот поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин; закрытия направляющего аппарата золотником аварийного закрытия; закрытия (времени, в течение которого происходит перемещение клапана на закрытие) клапанов срыва вакуума и холостых выпусков гидротурбин.

Перечень уточняется и дополняется для каждой конкретной гидроэлектростанции с учетом особенностей конструкции, условий эксплуатации и технического состояния гидроагрегатов.

Приложение № 44
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный план ремонта гидроагрегатов

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

«__» _____20 ____ г.

Перспективный план ремонта гидроагрегатов на период с_____по _____ г

наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (гидроэлектростанции)

Год, месяц вывода в ремонт	Станционный № гидро агрегата	Мощность, МВт	Вид ремонта (капитальный, текущий)	Продолжительность ремонта, сутки	Перечень сверхтиповых работ	Дата завершения предыдущего капитального ремонта	Наработка, час		
							с начала эксплуатации на 01.01. планируемого года	от последнего капитального ремонта на 01.01. планируемого года	нормативная между капитальным и ремонтами
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Всего по гидроэлектростанции									

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения (электростанции)

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 45
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «26» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный план контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

«__» _____20____ г.

Перспективный план
контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов

_____ на период с _____по _____г.
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (гидроэлектростанции)

Год, месяц вывода в ремонт или проведение контроля	Станционный № гидроагрегата	Мощность, МВт	Вид ремонта (капитальный, текущий) или контроля	Продолжитель-ность ремонта или контроля, сутки	Дата завершения предыдущего капитального ремонта или контроля	Наработка, час		
						с начала эксплуатации на 01.01. планируемого года	от последнего капитального ремонта на 01.01. планируемого года	нормативная между капитальными ремонтами или контролем
1	2	3	4	5	6	8	9	10

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 46
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Периодичность и продолжительность планового ремонта гидроагрегатов

Типоразмер гидротурбины	Нормативный межремонтный ресурс	Периодичность капитального ремонта, лет	Продолжительность ремонта, сутки			
			в году проведения капитального ремонта			в году проведения текущего ремонта
			в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	
1	2	3	4	5	6	7
Ковшовые и радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 1,5 до 2,9 м	32000	5 – 7	22	4	26	6
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 3,0 до 5,4 м, мощностью до 100 МВт включительно	32000	5 – 7	28	5	33	8
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 3,0 до 5,4 м, мощностью более 100 МВт	32000	5 – 7	30	6	36	9
Радиально-осевые с диаметром рабочего	32000	5 – 7	32	7	39	9

1	2	3	4	5	6	7
колеса от 5,5 до 6,5 м мощностью до 150 МВт включительно						
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 5,5 до 6,5 м, мощностью более 150 МВт	32000	5 – 7	37	8	45	14
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса 7,0 м и выше	32000	5 – 7	42	9	51	16
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса до 3,6 м	32000	5 – 7	25	4	29	7
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 3,6 до 4,5 м	32000	5 – 7	28	5	33	8
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 5,0 до 7,5 м	32000	5 – 7	31	7	38	9
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 8,0 до 9,5 м	32000	5 – 7	35	8	43	12
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса свыше 9,5 м	32000	5 – 7	38	9	47	14
Капсульные гидроагрегаты при диаметре рабочего колеса турбины до 6,0 м	32000	5 – 7	30	7	37	9

1	2	3	4	5	6	7
Капсульные гидроагрегаты при диаметре рабочего колеса турбины более 6,0 м	32000	5 – 7	35	8	43	9

Примечания:

1. Продолжительность ремонта гидроагрегата (гидротурбина и гидрогенератор) установлена в календарных сутках, включая выходные дни, но исключая праздничные дни.

2. Продолжительность капитального и текущего ремонта установлена исходя из условия выполнения объема работ типового капитального и текущего ремонта.

3. Нормы продолжительности ремонта в зимних условиях увеличиваются на 10%, а для ГЭС, расположенных в условиях Крайнего Севера – на 15%.

4. Продолжительность планово-предупредительного ремонта гидроагрегатов мощностью до 10 МВт не нормируется.

5. Увеличение продолжительности ремонта при работе ГЭС в непроектном режиме утверждает субъект электроэнергетики.

Приложение № 47
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Годовой график ремонта гидроагрегатов

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____
подпись инициалы, фамилия

«___» _____ 20____ г.

Годовой график ремонта гидроагрегатов
на период с ____по ____ г.

_____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (гидроэлектростанции)

Станционный № гидроагрегата	Мощность, МВт	Вид ремонта (капитальный, текущий)	Начало, дата	Окончание, дата	Продолжительность, сутки	Перечень сверхтиповых работ	Дата завершения предыдущего капитального ремонта	Наработка, час	
								от последнего капитального ремонта на 01.01. планируемого года	нормативная между капитальными ремонтами
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11
Всего по гидроэлектростанции									

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

Приложение № 48
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Годовой график контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Годовой график контроля технического состояния и ремонта гидроагрегатов

_____ на _____г.
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (гидроэлектростанции)

Наименование оборудования, тип	Станционарный № гидроагрегата	Мощность, МВт	Снижение мощности, МВт	Вид ремонта (КР, ТР)* или контроль	Планируемое время проведения контроля		Дата завершения предыдущего ремонта или контроля	Наработка, час		Примечание
					Начало, дата	Окончание, дата		от последнего капитального ремонта на 01.01 планируемого года	нормативная между капитальными ремонтами или контролем	
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12

*-КР – капитальный ремонт; ТР – текущий ремонт.

_____
должность технического руководителя гидроэлектростанции

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 49
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перечень организационно-технических мероприятий, включаемых в перспективные, годовые и текущие планы подготовки к ремонту гидроагрегатов

В перспективные, годовые и текущие планы подготовки к ремонту гидроагрегатов включаются следующие организационно-технические мероприятия:

В перспективный план подготовки к ремонту:

разработка организационно-технических мероприятий, обеспечивающих достижение контрольных технико-экономических показателей эффективности технического обслуживания и ремонта гидроагрегатов, установленных в перспективном плане ремонта;

разработка нормативных документов субъекта электроэнергетики, устанавливающих нормы и требования по ремонту гидроагрегатов и по организации ремонтной деятельности;

разработка организационно-технических мероприятий по обеспечению соответствия отремонтированных гидроагрегатов и процессов ремонта нормам и требованиям технических регламентов, стандартов, иных нормативных документов, действующих в субъекте электроэнергетики;

проведение аудита ремонтной деятельности на гидроэлектростанциях и разработку на основе его результатов организационно-технических мероприятий по повышению эффективности действующей системы технического обслуживания и ремонта;

проведение технического аудита для оценки фактического технического состояния гидроагрегатов;

определение по результатам технического аудита уровней надежности и оценки рисков эксплуатации с целью уточнения перечня и объемов ремонтных

работ и сроков их выполнения, установленных в перспективном плане ремонта;

разработка регламентов (организационных схем) организации выполнения:

срочных ремонтных работ в дневное время;

срочных ремонтных работ в вечернее и ночное время;

ремонтных работ, проводимых без останова установки;

разработку программ испытаний гидроагрегатов до и после ремонта или определение возможности и целесообразности применения типовых программ испытаний;

разработку необходимой нормативной, технической, технологической, организационной и справочно-информационной документации по ремонту с привлечением, при необходимости, конструкторско-технологических и ремонтных организаций;

выполнение работ по созданию и последующему планомерному расширению базы данных, в том числе для применения в создаваемых автоматизированных системах управления ремонтной деятельности гидроэлектростанции, включающей:

паспорта оборудования изготовителей;

технические условия на поставку оборудования;

документы о качестве монтажа;

сведения о наработке оборудования с начала эксплуатации, числе пусков;

сведения о проведенных с начала эксплуатации модернизациях и реконструкциях, техническом перевооружении оборудования, зданий и сооружений;

сведения о замененном оборудовании, узлах и деталях оборудования за весь период эксплуатации, датах замены и причинах произведенной замены;

сведения о повреждениях, отказах и авариях оборудования, датах и причинах повреждений, отказов и аварий;

документы о контроле металла за весь период эксплуатации (протоколы визуального и измерительного контроля, заключения о проведенной

неразрушающей дефектоскопии, заключения о прочности металла);

акты расследований аварий;

предписания и акты органов государственного надзора, данные по их выполнению;

акты субъектов оперативно-диспетчерского управления и данные по их выполнению;

сведения по выполнению противоаварийных циркуляров;

протоколы результатов регламентных и экспрессных испытаний оборудования установок;

данные ремонтных журналов;

акты приемки отремонтированных гидроагрегатов из ремонта;

данные отчетных документов по выполненным капитального и текущего ремонта;

сведения документов по производимому входному контролю оборудования, запасных частей и материалов, примененных в процессе выполненного ремонта;

данные по стоимости и трудоемкости ремонтных работ, выполненных в плановые ремонты;

нормативные и технические документы, применяемые в ремонтной деятельности;

результаты определения (оценки) фактического технического состояния гидроагрегатов;

плановые и отчетные документы, разработанные гидроэлектростанцией по мероприятиям, направленным на повышение (долгосрочной) надежности и экономичности гидроагрегатов;

документы экспертных организаций по ресурсу работы гидроагрегатов;

документы экспертных организаций по промышленной безопасности работы гидроагрегатов;

планы и мероприятия направленные на ликвидацию отступлений и нарушений в эксплуатации и ремонте оборудования, выявленных органами государственного надзора;

приказы, распоряжения и другие документы по вопросам эксплуатационно-ремонтной деятельности;

отчеты по реализации ежегодной ремонтной программы;

разработку или уточнение ранее разработанных графиков выполнения ремонтных работ по перечню и объемам работ, предусматриваемых перспективным планом ремонта;

разработку или уточнение планов размещения габаритных узлов ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схем грузопотоков в здании гидроэлектростанции (далее – ГЭС) и по территории ГЭС;

разработку или уточнение проектов механизации ремонтных работ, приобретение и монтаж недостающих стационарных и съемных грузоподъемных средств;

определение потребности в технологическом оборудовании, ремонтной оснастке, инструменте и сроков обеспечения ими;

разработка проектов, изготовление и монтаж недостающих стационарных и переносных ремонтных площадок;

разработка проектов и изготовление недостающих инвентарных лесов, подмостей, и других приспособлений для производства работ на высоте и разработка способов их крепления;

разработка или уточнение планов размещения рабочих мест на ремонтных площадках и оснащения их недостающими постами энергоснабжения (кислородом, ацетиленом, пропанбутаном, сжатым воздухом, электрическими разводками для электросварки, термообработки и привода механизмов и инструмента);

расширение действующих или организация новых (временных) производственных мощностей для ремонтных бригад в здании ГЭС и на вспомогательных объектах ГЭС;

расширение при необходимости служебных и бытовых помещений, мастерских, инструментальных кладовых.

В годовой план подготовки к ремонту включается:

информация по уточнению перечня и сроков исполнения

организационно-технических мероприятий включенных в перспективный план подготовки ремонта;

сведения о распределении плановой величины затрат на ремонт по отдельным видам и (или) группам оборудования, технических систем;

уточненная номенклатура и объемы потребностей в материально-технических ресурсах для выполнения ремонта и модернизации;

уточненные потребности в трудовых ресурсах для выполнения ремонта;

перечень и объемы ремонтных работ между собственным ремонтным персоналом и привлекаемыми к выполнению ремонта организациями – исполнителями ремонта.

проведение предремонтных испытаний оборудования, технических систем для уточнения их фактического технического состояния и соответственно перечня и объемов планируемых ремонтных работ;

организация и проведение конкурентных процедур на выполнение работ по ремонту оборудования организациями – исполнителями ремонта;

организация и проведение конкурентных процедур на поставку оборудования, запасных частей и материалов для выполнения годовой программы ремонта;

уточнение ранее разработанной конструкторской и технологической документации на ремонт и проектов производства работ в целях приведения их в соответствие с планируемым перечнем и объемом ремонтных работ;

разработка месячных планов и графиков ремонта по отдельным видам и (или) группам оборудования, зданиям и сооружениям;

привязка типовой ремонтной документации к условиям выполнения ремонта на гидроэлектростанции;

разработка технической документации и последующее изготовление ремонтной оснастки и приспособлений, необходимых для выполнения работ, предусмотренных годовым планом ремонта.

В план подготовки к ремонту конкретного гидроагрегата включается:

уточнение номенклатуры и количества оборудования, запасных частей и материалов в соответствии с утвержденной ведомостью объема ремонта и

соответственно уточнение, при необходимости, договоров на поставку материально-технических ресурсов;

проведение входного контроля оборудования, материалов и запасных частей на соответствие требованиям технической документации;

установление (уточнение) порядка получения, доставки на ремонтные площадки и хранения оборудования, материалов и запасных частей;

размещение заказов на механическую обработку крупных деталей, если станочный парк ГЭС не может обеспечить необходимой обработки;

проверка состояния производственных, служебных, санитарно- бытовых и складских помещений, предоставляемых персоналу организаций – исполнителей ремонта;

проверка технического состояния (при необходимости проведение ремонта) грузоподъемных средств, технологической оснастки, средств механизации, постов энергоносителей, проведение освидетельствования грузоподъемных механизмов и оборудования, подведомственных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору;

организация на ремонтных площадках рабочих мест, дополнительного освещения и постов энергоносителей;

уточнение конструкторской и технологической документации на ремонт и проектов производства работ в целях приведения их в соответствие с планируемым перечнем и объемами ремонтных работ, плановой производительностью ремонта;

уточнение планов размещения узлов ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схем грузопотоков;

формирование в необходимом количестве форм организационно-технических документов, включая ремонтные формуляры, технологические карты контроля, измерений, протоколы, акты;

формирование перечня, объемов и сроков проведения подготовительных работ;

организация изготовления запасных частей и деталей оборудования, приобретение которых не предусмотрено договорами поставки материально-

технических ресурсов и договорами с привлекаемыми организациями – исполнителями ремонта;

проверка готовности к выполнению ремонта привлеченных ремонтных организаций;

проверка наличия необходимых для выполнения ремонта материально – технических ресурсов;

организация и проведение мероприятий по обеспечению при выполнении ремонта требований промышленной и экологической безопасности, охраны труда и пожарной безопасности;

организация работы комиссии по проверке готовности гидроэлектростанции к выполнению ремонта;

установление состава комиссий по приемке составных частей, конструкций и гидроагрегата в целом из ремонта.

Приложение № 50
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013
(рекомендуемый образец)

Перспективный (годовой) план подготовки к ремонту гидроагрегата

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Перспективный (годовой) план подготовки к ремонту гидроагрегата на _____годы

_____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (гидроэлектростанции)

№ п/п	Наименование организационно-технического мероприятия	Подразделение – исполнитель	Сроки исполнения		Промежуточные сроки контроля исполнения	Примечание
			начало	окончание		

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____ _____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 51
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Ведомость планируемых работ по ремонту гидроагрегата

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____

наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (гидроэлектростанции) — должность технического руководителя

_____ _____

подпись — инициалы, фамилия

_____

дата

ВЕДОМОСТЬ

планируемых работ по _____ ремонту гидроагрегата станционный № __

вид ремонта

Срок ремонта с _____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов), перечень планируемых работ*	Объем планируемых работ		Способ организации ремонтных работ (хозяйственный, подрядный, при возможности указать организацию – исполнителя ремонта)
		единицы измерения	количество	
Итого по гидроагрегату				

* По каждой сборочной единице (узлу) перечисляются типовые работы, затем сверхтиповые работы.

Руководитель _____ _____

(наименование эксплуатационного подразделения электростанции) — подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____

(наименование подразделения электростанции исполнителя работ) — подпись, инициалы, фамилия

Руководитель _____ _____

(наименование подразделения организации – исполнителя ремонта) — подпись, инициалы, фамилия

Приложение № 52
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Ведомость показателей технического состояния гидротурбины

№ п/п измеряемых параметров	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			нормативное	до ремонта	после ремонта		
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	градус					
3.	давление в спиральной камере	МПа (кгс/см^2)					
Показатели вибрации при номинальной мощности (в числителе) и холостому ходу (в знаменателе):							
4.	Составляющие виброперемещений при номинальной мощности (в числителе) и холостом ходе (в знаменателе): крышки гидротурбины горизонтальные:						
4.1.	в направлении верхний бьеф - нижний бьеф	мкм					
4.2.	в направлении левый берег - правый берег	мкм					
4.3.	крышки гидротурбины вертикальные:	мкм					
5.	Биение вала у подшипника турбины в направлении:						
5.1.	верхний бьеф - нижний бьеф	мкм					
5.2.	левый берег - правый берег	мкм					
Параметры оборудования гидротурбины							
6.	Максимальное рабочее	МПа					

№ п/п измеряемых параметров	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			нормативное	до ремонта	после ремонта		
	давление в котле маслонапорной установки (далее – МНУ)	(кгс/см^2)					
7.	Давление включения маслонасосов (на котел МНУ):						
7.1.	рабочего маслонасоса (№ 1)	МПа (кгс/см^2)					
7.2.	резервного маслонасоса (№ 2)	МПа (кгс/см^2)					
8.	Отношение времени работы насосов на котел МНУ под давлением (числитель) к времени стоянки насосов (знаменатель) при работе гидротурбины под нагрузкой:						
8.1.	для насоса № 1						
8.2.	для насоса № 2						
9.	Время полного открытия направляющего аппарата гидротурбины от 0 до 100%	с					
10.	Время полного закрытия направляющего аппарата гидротурбины от 100% до 0	с					
11.	Время полного разворота лопастей рабочего колеса	с					
12.	Минимальное давление масла в системе регулирования, обеспечивающее закрытие направляющего аппарата гидротурбины без	МПа (кгс/см^2)					

№ п/п измеряемых параметров	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Нормативный документ, регламенти-рующий параметр	Причины несоответ-ствия значения после ремонта норматив-ному
			нормативное	до ремонта	после ремонта		
	воды						
13.	Время открытия турбинного затвора	с					
14.	Время закрытия турбинного затвора	с					
15.	Частота вращения ротора гидротурбины, при котором:						
15.1.	включается торможение	об/мин					
15.2.	срабатывает защита от разгона	об/мин					
16..	Время снижения частоты вращения ротора от номинальной до частоты вращения, при которой включается торможение	с					
17.	Время торможения	с					
	Температуры активных частей и охлаждающей среды						
18.	Установившаяся температура при работе гидротурбины с номинальной мощностью:						
18.1.	масла в ванне подшипника турбины;	^{o}C					
18.2.	масла в сливном баке маслонапорной установки;	^{o}C					
18.3.	вкладышей (сегментов) подшипника турбины	^{o}C					
18.4.	охлаждающей воды до (в числителе) и после (в знаменателе) маслоохладителей гидравлической системы регулирования	^{o}C					
	Условия, при которых производились измерения						
19.	Отметка верхнего бьефа	м					

№ п/п измеряемых параметров	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			нормативное	до ремонта	после ремонта		
20.	Отметка нижнего бьефа	м					
21.	Температура воды, проходящей через турбину	^{o}C					
22.	Температура воздуха в шахте турбины	^{o}C					
23.	Температура воздуха в помещении установки сливного бака МНУ	^{o}C					
Параметры опорных и направляющих элементов валопровода гидроагрегата							
24.	Составляющие виброперемещений при номинальной мощности (в числителе) и холостом ходе (в знаменателе):						
24.1.	верхней крестовины гидрогенератора:						
24.1.1.	горизонтальная	мкм					
24.2.1.	вертикальная	мкм					
24.2.	нижней крестовины гидрогенератора:						
24.2.1.	горизонтальная	мкм					
24.2.2.	вертикальная	мкм					
25.	Биение вала у верхнего подшипника гидрогенератора в направлении:						
25.1.	верхний бьеф - нижний бьеф	мкм					
25.2.	левый берег - правый берег	мкм					
26.	Биение вала у нижнего подшипника гидрогенератора в направлении:						
26.1.	верхний бьеф - нижний бьеф	мкм					
26.2.	левый берег - правый берег	мкм					
27.	Установившаяся температура масла при работе гидрогенератора с номинальной мощностью:						
27.1.	в ванне подпятника	^{o}C					
27.2.	в ваннах подшипников гидрогенератора:						
27.2.1.	верхнего подшипника	^{o}C					
27.2.2.	нижнего подшипника	^{o}C					
27.2.3.	на каждом сегменте подпятника (отдельными	^{o}C					

№ п/п измеряемых параметров	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Нормативный документ, регламентирующий параметр	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			нормативное	до ремонта	после ремонта		
	строчками)						
27.2.4.	вкладыша (сегментов) верхнего подшипника генератора	^{o}C					
27.2.5.	вкладыша (сегментов) нижнего подшипника гидрогенератора	^{o}C					
28.	Установившаяся температура охлаждающей воды до (в числителе) и после (в знаменателе):						
28.1.	маслоохладителей верхнего подшипника гидрогенератора	^{o}C					
28.2.	маслоохладителей нижнего подшипника гидрогенератора	^{o}C					
28.3.	воздухоохладителей гидрогенератора	^{o}C					
28.4.	Установившаяся температура воздуха до (в числителе) и после (в знаменателе) воздухоохладителей гидрогенератора	^{o}C					

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

должность	подпись	инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

наименование организации – исполнителя ремонта	должность	подпись	инициалы, фамилия

Приложение № 53
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Ведомость показателей технического состояния гидрогенератора

№ п/п измеряемых параметров	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
1.	Мощность гидрогенератора при номинальном cosφ	МВт					
Статор							
2.	Сопротивление изоляции обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз):						
2.1.	в горячем состоянии	МОм					
2.2.	в холодном состоянии	МОм					
Ротор							
3.	Сопротивление изоляции обмотки ротора	МОм					
4.	Значение сопротивления обмотки ротора постоянному току	МОм					
Обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора							
5.	Сопротивление изоляции цепи возбуждения со всей присоединенной аппаратурой	МОм					

№ п/п измеряемых параметров	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
	генератора						
6.	Сопротивление изоляции цепи возбуждения со всей присоединенной аппаратурой возбудителя	МОм					
7.	Сопротивление изоляции обмотки возбудителя (относительно корпуса и бандажей)	МОм					
8.	Сопротивление изоляции обмотки подвозбудителя (относительно корпуса и бандажей)	МОм					
Показатели вибрации							
9.	Статора генератора (полюсная частота):						
9.1.	радиальная	мкм					
10.	Статора генератора (оборотная частота):						
10.1.	радиальная						
11.	Сердечника статора (полюсная частота):						
11.1.	радиальная	мкм					
12.	Сердечника статора (оборотная частота):						
12.1.	радиальная	мкм					

№ п/п измеряемых параметров	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения нормативному
			норматив	до ремонта	после ремонта		
13.	Опорной крестовины (у подпятника):						
13.1.	радиальная	мкм					
13.2.	вертикальная	мкм					
14.	Биение вала:						
14.1	Коллектора возбудителя:						
14.1.1.	в холодном состоянии	мм					
14.1.2.	в горячем состоянии	мм					
14.2.	Контактных колец:						
14.2.1.	верхнего	мм					
14.2.2.	нижнего	мм					
Температура активных частей гидрогенератора и охлаждающей среды							
15.	Нагрев активных частей гидрогенератора:						
15.1.	обмотки статора максимальная, средняя	°С					
15.2.	обмотки ротора максимальная, средняя	°С					
15.3.	сердечника статора максимальная, средняя	°С					
15.4.	Температура воздуха, входящего из отбора	°С					
16.	Температура охлаждающей среды:						
16.1.	обмотки статора	°С					
16.2.	обмотки ротора	°С					
16.3.	сердечника статора	°С					

Примечания:

1. В позициях 2 – 9 сопротивление изоляции записывается в виде дроби, в числителе которой указывается сопротивление изоляции через 60 с после приложения напряжения, в знаменателе – через 15 с.

2. Замеры вибрации по позициям 10 –15 проводятся при холостом ходе гидрогенератора без возбуждения, холостом ходе – с возбуждением и номинальном режиме в горячем состоянии.

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

должность	подпись	инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

наименование организации – исполнителя ремонта	должность	подпись	инициалы, фамилия

Приложение № 54
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Ведомость дополнительных работ по ремонту гидроагрегата

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____

наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (гидроэлектростанции)

должность технического руководителя

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

_____

дата

ВЕДОМОСТЬ

дополнительных работ по _____ ремонту гидроагрегата станционный №____

вид ремонта

Срок ремонта с _____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов), перечень дополнительных работ	Объем дополнительных работ		Основание (причины) для включения дополнительных работ	Подразделение исполнителя работ (электростанции или организации – исполнителя ремонта)
		единица измерения	количество		
Гидротурбина					
Всего по гидротурбине					
Гидрогенератор					

Всего по гидрогенератору					
Технические системы					
Всего по техническим системам					
Вспомогательное оборудование					
Всего по вспомогательному оборудованию					
Всего по гидроагрегату					

Руководитель

(наименование эксплуатационного подразделения гидроэлектростанции)

подпись инициалы, фамилия

Руководитель

(наименование подразделения организации – исполнителя ремонта)

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 55
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Протокол исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту гидроагрегата

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (гидроэлектростанции) должность технического руководителя

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

ПРОТОКОЛ
исключения работ из ведомости планируемых
работ по _____ ремонту гидроагрегата станционный № ____
вид ремонта
Срок работ с _____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов), перечень исключаемых работ	Объем исключаемых работ		Причины исключения работ
		единица измерения	коли-чество	
Гидротурбина				
Всего по гидротурбине				
Гидрогенератор				

Всего по гидрогенератору				
Технические системы				
Всего по техническим системам				
Вспомогательное оборудование				
Всего по вспомогательному оборудованию				
Всего по гидроагрегату				

Руководитель

(наименование эксплуатационного подразделения гидроэлектростанции)

подпись инициалы, фамилия

Руководитель

(наименование подразделения организации – исполнителя ремонта)

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 56
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт готовности гидроэлектростанции к капитальному ремонту гидроагрегата

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование гидрогенерирующей компании

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ

готовности

_____
(наименование субъекта электроэнергетики)

к капитальному ремонту гидроагрегата станционный №

_____
(наименование гидроэлектростанции)

Комиссия в составе:
Председателя

_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

и членов комиссии:

_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

« » _____ 20__ г. проверили готовность

_____
(наименование субъекта электроэнергетики)

к капитальному ремонту гидроагрегата станционный №

_____
(наименование гидроэлектростанции)

выводимого в ремонт с _____ на срок _____суток 20__г.

1. Проверкой выполнения плана подготовки ремонта гидроагрегата, проведенной комиссией, установлено следующее:

1.1. Запасные части, материалы, оборудование взамен выработавшего

ресурс подготовлены (не) полностью.

Для выполнения ремонта в соответствии с планом подготовки к ремонту недостает:

_____

_____

1.2. Производственные бригады собственного ремонтного персонала и организаций – исполнителей ремонта сформированы в (не) полном численном и профессиональном составе.

В производственных бригадах недостает:

_____

_____

1.3. Грузоподъемные средства, технологическая оснастка, средств механизации, посты энергоносителей, ремонтные площадки подготовлены (не) полностью.

Необходимо подготовить:

_____

_____

1.4. График производства ремонтных работ, технологические, нормативные и организационные документы, определяющие производственные задания подразделениям-исполнителям ремонта подготовлены (не) полностью.

Не подготовлены следующие документы:

_____

_____

1.5. Кроме того, из плана подготовки к ремонту не выполнены следующие организационно-технические мероприятия:

Наименование мероприятия	Подразделение-исполнитель	Сроки исполнения		Причины невыполнения
		начало	окончание	

2. На основании результатов проверки комиссия заключает:

2.1. Гидроэлектростанция к выполнению ремонта в сроки установленные планом (не) готова.

2.2. План подготовки ремонта гидроагрегата выполнен в (не)

полном объеме.

2.3. Для обеспечения производства работ в соответствии с планом ремонта необходимо выполнить следующие мероприятия:

Наименование мероприятия	Подразделение-исполнитель	Срок выполнения

2.4. Для обеспечения выполнения ремонта в установленные сроки необходимо из ведомостей работ по ремонту гидроагрегата исключить следующие работы:

Наименование, обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов), перечень исключаемых работ

2.5. Для обеспечения выполнения ремонта гидроагрегата в полном объеме согласно плану необходимо календарные сроки ремонта изменить:

начало _____, окончание _____.

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 57
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт дефектации оборудования установки

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____
подпись — инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ
дефектации оборудования _____ установки
наименование
станционный № _____, находящегося в _____ ремонте
вид ремонта
с _____ по _____.

Комиссия в составе:
председателя _____
должность, организация, инициалы, фамилия
и членов комиссии:_____
должность, организация, инициалы, фамилия
_____
_____
составила настоящий акт в том, что:

1. На основании результатов контроля и диагностирования технического состояния сборочных единиц (узлов) и деталей основного и вспомогательного оборудования установлены дефекты, приведенные в прилагаемых актах о выявленных дефектах оборудования.

2. Для устранения обнаруженных дефектов требуется выполнение работ (не предусмотренных ведомостью планируемых работ по ремонту), приведенных в прилагаемой ведомости дополнительных работ по ремонту.

3. На основании результатов контроля и диагностирования технического состояния сборочных единиц (узлов) и деталей оборудования необходимо исключить из ведомости планируемых работ по ремонту выполнение работ, приведенных в прилагаемом протоколе исключения работ.

4. Для выполнения работ, приведенных в ведомости дополнительных работ по ремонту необходимо наличие следующих материально-технических ресурсов:
_____
_____
_____
_____

5. Производство работ, приведенных в ведомости дополнительных работ по ремонту при наличии материально-технических ресурсов указанных в п.4 настоящего акта с учетом технологических возможностей их выполнения потребует в соответствии с корректированным графиком выполнения ремонтных работ увеличения продолжительности ремонта на _____ суток и изменение срока
_____ ремонта _____
вид ремонта наименование
установки ст. № ___ с _____ по _____
дата дата
(не требует изменения продолжительности и сроков ремонта)

Приложения:
Акты о дефектах оборудования _____
количество
Ведомость дополнительных работ по ремонту
Протокол исключения работ по ремонту

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия
Члены комиссии: _____ _____
подпись инициалы, фамилия
_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 58
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт об использовании для ремонта гидроагрегатов материалов-заменителей

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____
подпись — инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ
об использовании для ремонта гидроагрегата станционный № материалов-заменителей

Комиссия в составе:
председателя

_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)
и членов комиссии:

_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

составила настоящий акт о том, что:

при _____ ремонте _____
(вид ремонта) (наименование)
установки ст. № _____, проведенному с _____ по _____,
(дата) (дата)
для изготовления перечисленных ниже составных частей (деталей) оборудования вместо материалов, указанных в конструкторской документации использованы допущенные к применению материалы – заменители, качество которых подтверждено сертификатами.

Наименование, обозначение (по конструкторской документации, техническим условиям (далее – ТУ), ГОСТ) составной части	Материал ГОСТ, ТУ, марка		Причина замещения	Срок контроля технического состояния составной части
	по чертежу	заменитель		
(наименование и обозначение оборудования)				
1.				
2.				
… …				

… …				
(наименование и обозначение оборудования)				
1.				
2.				
… …				
… …				

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Примечание:

1. В строках «наименование и обозначение оборудования» указывать: гидротурбина, гидрогенератор, техническая система (наименование), вспомогательное оборудование (наименование);

2. В колонке «Наименование, обозначение составной части» указывать наименование составной части, детали, конструктивного элемента, при ремонте которых применен материал – заменитель.

Приложение № 59
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Ведомость выполненных работ по ремонту гидроагрегатов

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (гидроэлектростанции) должность технического руководителя

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

ВЕДОМОСТЬ
выполненных работ по _____ремонту гидроагрегата станционный № ___
Срок ремонта с _____по _____

Наименование и обозначение оборудования, сборочных единиц (узлов)	Даты выполнения работ начало/окончание	Перечень выполненных работ*	Объем выполненных работ		Подразделение исполнителя работ (электростанции или организации – исполнителя ремонта)
			единица измерения	количество	

* По каждой сборочной единице (узлу) сначала перечисляются типовые работы, затем сверхтиповые работы.

Руководитель (наименование эксплуатационного подразделения гидроэлектростанции) _____ подпись инициалы, фамилия

Руководитель (наименование подразделения гидроэлектростанции – исполнителя работ) _____ подпись инициалы, фамилия

Руководитель (наименование подразделения организации – исполнителя ремонта) _____ подпись инициалы, фамилия

Приложение № 60
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт приемки из ремонта составных частей, технических систем, вспомогательного оборудования гидроагрегатов

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ

приемки из _____ремонта
(вид ремонта)

составных частей, технических систем, вспомогательного оборудования гидроагрегатов

_____
(наименование составных частей, технических систем, оборудования)

гидроагрегата станционный № _____

Комиссия в составе:
председателя

_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

и членов комиссии:

_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

_____

_____

составила настоящий акт о том, что:

1. В период с _____по_____

при плановом сроке с_____ по _____

в соответствии с ведомостью планируемых работ и планом ремонта, уточненными по результатам дефектации оборудования (не в полном соответствии с ведомостью и нарушением плана), организацией

_____
(наименование организации)

по договору № _____от _____

выполнен ремонт гидроагрегата станционный №

_____

(наименование составных частей, технических систем, оборудования)

2. Причины несоответствия с ведомостью планируемых работ и нарушений плана ремонта

_____

_____

_____

3. Комиссией рассмотрены следующие организационно-технические документы:

_____

_____

4. На основании представленных документов и результатов приемо-сдаточных испытаний произведена приемка оборудования из ремонта и установлены следующие оценки качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ:

Наименование (составная часть, система, оборудование)	Станционный №	Тип	Оценка качества отремонтированного оборудования		Оценка качества выполненных ремонтных работ	
			предварительная	окончательная	предварительная	окончательная

5. Причины изменения предварительной оценки качества отремонтированного оборудования

_____

_____

_____

6. Причины изменения предварительной оценки качества выполненных ремонтных работ

_____

_____

_____

Оборудование включено под нагрузку _____ в ____час. ____ мин.

(дата)

7. На основании изложенного отремонтированное оборудование с ____час___мин_____ считается принятым Заказчиком из ремонта.

(дата)

8. Гарантийный срок эксплуатации* отремонтированного оборудования (составных частей) _____
(продолжительность в месяцах)

с момента включения оборудования под нагрузку.

9. За качество выполненных ремонтных работ организации _____ устанавливается общая оценка:
(наименование организации – исполнителя ремонта)

предварительно

окончательно

10. В период подконтрольной эксплуатации производятся остановы и выполняются следующие работы:

Наименование оборудования (составной части)	Станционный №	Тип	Перечень работ	Продолжительность останова

11. На этом обязательства организации по указанному договору считаются выполненными.

12. Заказчику переданы следующие технические документы:

_____

_____

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____

* Если гарантийный срок эксплуатации оборудования, включенного в настоящий акт, имеет различные значения, то следует указывать его раздельно для каждого типа отремонтированного оборудования.

Приложение № 61
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт приемки из ремонта гидроагрегата

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____
подпись — инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ

приемки из _____ ремонта гидроагрегата станционный № _____
(вид ремонта)

_____
(дата)

Комиссия в составе:

председателя

_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

и членов комиссии:

_____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

_____

_____

составила настоящий акт о том, что:

1. Гидроагрегат, станционный № _____ находился в _____
(вид ремонта)

ремонте с _____ по

при плановых сроках с _____по _____.

Ремонт выполнен за _____ календарных часов.

календарных часов при плане _____

2. Причины увеличения продолжительности ремонта сверх плана:

_____

3. Комиссией рассмотрены следующие представленные документы:

4. Комиссией произведена проверка пожарной безопасности площадок размещения отремонтированного гидроагрегата, по результатам которой установлено:

отремонтированное основное и вспомогательное оборудование гидроагрегата соответствует (не соответствует) нормам и требованиям пожарной безопасности, установленным в нормативных правовых актах и правилах в области пожарной безопасности;

мероприятия по устранению нарушений норм и требований пожарной безопасности при выполнении ремонтных, сварочных и огнеопасных работ и отремонтированного оборудования гидроагрегата выполнены (не выполнены).

Причины невыполнения_____

_____

Комиссия посредством осмотра установила, что на площадках размещения отремонтированной установки и непосредственно на установке:

предусмотренные проектной и конструкторской документацией средства сигнализации о возникновении пожарной опасности, стационарные средства пожаротушения находятся (не находятся) в работоспособном состоянии;

прошедшие проверку переносные средства пожаротушения имеются (не имеются) в наличии;

пути эвакуации персонала в случае пожара свободны (не свободны) для перемещения людей, задействовано (не задействовано) рабочее и эвакуационное освещение, установлены (не установлены) указатели направления эвакуации;

персонал, обслуживающий площадки размещения оборудования установки, прошел (не прошел) в установленном порядке инструктаж и проверку знаний по пожарной безопасности, обучен (не обучен) действиям при возникновении пожара;

на электростанции имеется (отсутствует) персонал, ответственный за техническое состояние технических систем пожарной сигнализации и пожаротушения.

На основании рассмотренных документов и результатов осмотра комиссия считает необходимым устранить следующие недостатки по обеспечению пожарной безопасности объекта:

_____

Отремонтированная _____ установка принимается из ремонта с
(наименование)

оценкой пожарной безопасности

_____.

5. На основании рассмотренных документов и результатов приемо-сдаточных испытаний, проведенных в соответствии с

(наименование программ приемо-сдаточных испытаний)

отремонтированному оборудованию, входящему в состав гидроагрегата, установлены следующие оценки качества:

Наименование основного оборудования, технических систем, вспомогательного оборудования	Станционный №	Тип	Оценка качества отремонтированного оборудования		Причины изменения оценки качества отремонтированного оборудования (составных частей)	Организация-исполнитель ремонта
			предварительная	окончательная		

6. На основании результатов подконтрольной эксплуатации и оценок качества отремонтированного оборудования, отремонтированный гидроагрегат принимается в постоянную эксплуатацию с окончательной оценкой _____.

7. На основании проверки выполнения установленных требований и оценок качества отремонтированного оборудования (составных частей), входящего в состав гидроагрегата, организациям – исполнителям ремонта за качество выполненных ремонтных работ комиссией устанавливаются оценки:

Наименование организации – исполнителя ремонта	Оценка качества выполненных ремонтных работ		Причины изменения оценки качества выполненных ремонтных работ
	Предварительная	окончательная	

8. В течение подконтрольной эксплуатации проводятся остановы оборудования и выполняются следующие работы:

Наименование оборудования	Станционный №	Тип	Перечень работ	Продолжительность останова

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 62
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Решение о применении ремонта по техническому состоянию гидроагрегата

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Решение
о применения ремонта по техническому состоянию
_____ станционный (диспетчерский) №
(наименование субъекта электроэнергетики, гидроагрегата)

г._____ «___» _____20__г.

1. Комиссия в составе:

председателя _____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

членов комиссии: _____
(должность, организация, инициалы, фамилия)

_____

_____

_____

2. Провела проверку работоспособности и исправности автоматизированной системы контроля технического состояния _____

_____ станционный № _____,
(наименование основного оборудования, тип) (наименование электростанции)

состав входных и выходных параметров и показателей технического состояния наличие в системе их допустимых и предельных значений, позволяющих достоверно определить фактическое техническое состояние_____

_____.
(наименование основного оборудования, тип)

3. Рассмотрела представленные субъектом электроэнергетики:

3.1. локальными нормативными актами

_____,
(наименование и обозначение документа)

устанавливающий периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и, соответствующие, их допустимые и предельные значения, позволяющие достоверно определять

фактическое техническое состояние _____
(наименование линий электропередач, оборудования, тип)

и его изменение в период до следующего выполнения контроля, его полноту, обоснованность установленных норм и требований и его соответствие требованиям Правил ТОиР.

3.2. Технико-экономическое обоснование эффективности применения ремонта по техническому состоянию_____.
(наименование линий электропередач, оборудования, тип)

4. На основании результатов проверки функционирования автоматизированной системы контроля технического состояния

_____ станционный № _____,
(наименование основного оборудования, тип) (наименование электростанции)

и результатов анализа, представленных субъектом электроэнергетики документов, комиссия (не) считает технически возможным и экономически целесообразным применение ремонта по техническому состоянию для

_____ станционный № _____,
(наименование основного оборудования, тип) (наименование электростанции)

с периодичностью контроля технического состояния _____ часов эксплуатации при соблюдении следующих условий и выполнении следующих мероприятий:

4.1. В процессе эксплуатации _____

4.2. В первый останов для контроля технического состояния _____

_____

4.3. В первый ремонт по техническому состоянию _____

_____

5. Особое мнение членов комиссии (не имеется) (смотри приложение).

Председатель комиссии _____
(подпись, инициалы, фамилия)

Члены комиссии _____
(подпись, инициалы, фамилия)

5.1. В процессе эксплуатации

_____

_____

5.2. В первый останов для контроля технического состояния

_____

_____

_____

5.3. В первый ремонт по техническому состоянию

_____

_____

6. Особое мнение членов Комиссии (не имеется) (смотри приложение).

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 63
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Технический журнал по эксплуатации гидротехнического сооружения

_____

(наименование субъекта электроэнергетики, обособленного подразделения субъекта электроэнергетики)

_____

(наименование электростанции)

_____

(наименование сооружения по инвентарной ведомости)

Дата ввода в эксплуатацию

Основные технико-экономические показатели

1. Площадь сооружения, $м^2$
2. Строительный объем, $м^3$
3. Балансовая (восстановительная) стоимость, тыс. руб.
4. Иные показатели

Дата записи	Содержание	Примечания

В графу «Содержание»: заносятся данные о результатах технического контроля состояния сооружения и его конструктивных элементов и о техническом обслуживании сооружения, в том числе о:

- технических осмотрах;
- технических обследованиях;
- технических освидетельствованиях;
- сведения о фактах существенных нарушений правил эксплуатации и о ликвидации их последствий и принятых мерах по предупреждению аналогичных нарушений;
- основные сведения о проведенных текущих и капитальных ремонтах и реконструкциях (сроки, вид ремонта, объем).

В графу «Примечание»: заносятся дополнительные сведения, пояснения, ссылки и иные данные, а также отметки уполномоченного лица о проверке ведения журнала.

Приложение № 64
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный план ремонта гидротехнических сооружений

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Перспективный план
ремонта гидротехнических сооружений

_____ на период с _____ по _____
(наименование электростанции)

Год	Наименование гидротехнических сооружений (элементов - объектов ремонта)	Вид ремонта (капитальный, текущий)	Планируемая дата начала ремонта	Продолжительность ремонта, сутки	Ожидаемые ограничения режима электростанции	Укрупненный перечень работ	Сроки разработки проектной документации	Планируемая стоимость ремонта, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего по электростанции								

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____ _____
подпись инициалы, фамилия дата

Приложение № 65
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Годовой план ремонта гидротехнических сооружений

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Годовой план ремонта гидротехнических сооружений на 20__ год _____
(наименование электростанции)

Наименование сооружения	Вид ремонта (капитальный, текущий)	Начало, дата	Окончание, дата	Продолжительность, сутки	Укрупненный перечень работ	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Всего по объекту электроэнергетики:						

_____
должность технического руководителя обособленного подразделения

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Приложение № 66
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

АКТ
предремонтного освидетельствования гидротехнического сооружения

_____.
(наименование электростанции) (гидротехническое сооружение)

Комиссия в составе:
представителей Заказчика _____
_____
(должности, инициалы, фамилии)
представителей Подрядчика _____
_____
(должности, инициалы, фамилии)
произвела «_____» _____ 20_____ г.

освидетельствование в натуре гидротехнического сооружения

_____
(гидротехническое сооружение, конструкция, элемент - объект ремонта)

и, ознакомившись с предъявленной производственно-технической документацией, установила следующее:

На основании изложенного комиссия считает, что объект нуждается в следующем ремонте:

Представитель Заказчика _____ _____
подпись инициалы, фамилия
Представитель Подрядчика_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 67
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

ВЕДОМОСТЬ
планируемого объема ремонтно-строительных работ по _____ ремонту

(вид ремонта)

_____

(наименование субъекта электроэнергетики, его обособленного подразделения, электростанции)

_____

(наименование гидротехнического сооружения, объектов ремонта)

Срок ремонта с «____» _____ по «___» _____ 20 ____ г.
Основание: Акт общего технического осмотра (Акт освидетельствования)
_____ от «____»_____ 20___ г.
(наименование гидротехнического сооружения)

Вид работ	Формула подсчета	Единица измерения	Количество
1	2	3	4

Представитель Заказчика _____ _____
подпись инициалы, фамилия
Представитель Подрядчика _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Примечание: при составлении описания видов работ следует указать состав работ, материалы, конструкции по аналогии со сметными нормами.

Приложение № 68
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт готовности гидротехнического сооружения к производству ремонтных работ

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____

наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____

подпись — инициалы, фамилия

_____

дата

АКТ
готовности гидротехнического сооружения к производству ремонтных работ

Объект ремонта _____.

(конструкция, элемент гидротехнического сооружения)

Комиссия в составе представителей:

Заказчика:

_____

_____

(должности, инициалы, фамилии,)

Подрядчика: _____

_____

(должности, инициалы, фамилии)

произвела «____»_____20__ г. проверку выполнения Заказчиком подготовительных работ и наличия материалов для ремонтных работ и, ознакомившись с производственно-технической документацией, установила:

1. Подъездные дороги, электросеть, водопровод, сети сжатого воздуха и пара, телефонная связь, складские помещения, контора, раздевалка и прочие сооружения выполнены без отступления (с отступлением) от проекта.
2. Материалы для ремонтных работ укомплектованы полностью (неполностью). Недостает

_____

_____

(наименование материалов, кг, тонн)

3. Доставка в срок недостающего количества материалов обеспечивается:

_____

(заказчиком, подрядчиком)

Проект производства работ и смета рассмотрены и соответствуют характеру и объему выполняемых работ.

Заключение. Объект выводится в ремонт на срок _____ календарных суток с «____» 20___г. по «___» _____20___ г.

Представитель Заказчика _____ _____

подпись — инициалы, фамилия

Представитель Подрядчика _____ _____

подпись — инициалы, фамилия

Приложение № 69
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень процедур при приемке гидротехнического сооружения из ремонта

№ п/п	Процедура	Ответственный за осуществление процедуры	Документ, являющийся результатом процедуры
1	Создание рабочих комиссий по приемке законченных ремонтом отдельных элементов, конструкций гидротехнических сооружений, механического оборудования, специальных работ	Обособленное подразделение субъекта электроэнергетики (заказчик), организации – исполнители ремонта, проектная организация	Распоряжение (приказ) о создании рабочих комиссий
2	Сбор и анализ информации, подтверждающей завершение ремонтных работ, соответствие их утвержденной проектной документации, нормативному уровню безопасности, требуемому качеству работ, выполнение предписаний органов государственного надзора	Рабочие комиссии	Комплект материалов, подтверждающих соответствие принимаемого объекта указанным требованиям
3	Приемка (освидетельствование) отдельных законченных ремонтом объектов (сооружений, механического оборудования) и работ (в том числе скрытых)	Рабочие комиссии	Акты рабочих комиссий о приемке (освидетельствовании) объектов
4	Утверждение актов рабочих комиссий о приемке законченных ремонтом объектов и работ (в том числе скрытых) и передача их приемочной комиссии	Обособленное подразделение субъекта электроэнергетики (заказчик), организации – исполнители ремонта,	Утвержденные акты рабочих комиссий
5	Создание Приемочной комиссии по приемке законченного ремонтом гидротехнического сооружения	Обособленное подразделение субъекта электроэнергетики (заказчик), организации – исполнители ремонта, проектная организация	Приказ о создании Приемочной комиссии
6	Рассмотрение Приемочной комиссией материалов о готовности гидротехнического сооружения к приемке из ремонта, в том числе:	Приемочная комиссия	
6.1	документов, подтверждающих	Обособленное	Раздел Акта приемки

	соответствие отремонтированного сооружения утвержденной проектной документации и техническим нормативам, в том числе по результатам испытаний строительных конструкций, технических средств и оборудования	подразделение субъекта электроэнергетики, организации – исполнители ремонта, проектная организация	объекта
6.2	актов рабочих комиссий по приемке из ремонта отдельных сооружений и оборудования	Обособленное подразделение субъекта электроэнергетики, председатели рабочих комиссий	Разделы Акта приемки объекта
6.3	документов и предписаний органов государственного надзора, выданных в отношении отремонтированного объекта, и документов об их выполнении,	Обособленное подразделение субъекта электроэнергетики, строительная организация	Раздел Акта приемки объекта
6.4	документов о готовности персонала и аварийно-спасательных служб к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий на отремонтированном объекте	Обособленное подразделение субъекта электроэнергетики	Раздел Акта приемки объекта
7	Подписание Акта о приемке из ремонта гидротехнического сооружения	Обособленное подразделение субъекта электроэнергетики	Акт о приемке гидротехнического сооружения из ремонта
8	Процедуры, связанные с подготовкой и утверждением уполномоченными органами надзора декларации безопасности отремонтированного гидро-технического сооружения	Обособленное подразделение субъекта электроэнергетики	Утвержденная декларация безопасности отремонтированного гидротехнического сооружения

Примечание. Приведенный перечень представлен для применения при проведении комплексного ремонта гидротехнического сооружения; при проведении выборочного ремонта перечень процедур может быть сокращен на основании решения технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики.

Приложение № 70
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт освидетельствования конструкции (элемента) гидротехнического сооружения, работ, не доступных после завершения ремонта (скрытых работ)

_____

(наименование электростанции)

_____

(конструкция, элемент гидротехнического сооружения, работы)

АКТ

освидетельствования конструкции (элемента) гидротехнического сооружения, работ, не доступных после завершения ремонта

(скрытых работ)

№ _____ «____» _____ 20___ г.

_____

(наименование объекта ремонта, наименование работ)

Рабочая комиссия, назначенная заказчиком

_____,

(наименование субъекта электроэнергетики, дата и номер документа)

в составе:

председателя рабочей комиссии – представителя заказчика

_____

(должность, фамилия, инициалы)

членов рабочей комиссии – представителей:

организации – исполнителя ремонта, _____

(должность, инициалы, фамилия)

организации – исполнителя работ, осуществляющей подготовку проектной документации, _____

(должность, инициалы, фамилия)

руководитель производства работ, подлежащих освидетельствованию,

_____

(должность, инициалы, фамилия)

а также представители иных организаций участвующих в освидетельствовании,

_____

_____

(должности, инициалы, фамилии)

произвела освидетельствование выполненных работ, ознакомилась с предъявленной технической документацией и составила настоящий акт о нижеследующем:

1. К освидетельствованию предъявлены следующие работы: _____

_____

(наименование скрытых работ)

2. Работы выполнены по проектной документации _____

_____

_____

(номер, другие реквизиты чертежа, наименование и раздел проектной документации)

3. При выполнении работ применены_____

(наименование строительных материалов,

_____

изделий со ссылкой на сертификаты или другие документы, подтверждающие качество)

4. Предъявлены документы, подтверждающие соответствие работ предъявляемым к ним требованиям:_____

_____

_____

(исполнительные схемы и чертежи, результаты экспертиз, обследований, лабораторных и иных испытаний выполненных работ, проведенных в процессе строительного контроля.)

5. Даты: начала работ «____»_____ 20___г.

окончания работ «____»_____ 20___г.

6. Работы выполнены в соответствии с _____

_____

_____

(указываются наименование, статьи (пункты) технического регламента (норм и правил), иных нормативных правовых актов)

7. Выявленные отступления от проектной документации, технологии ремонтных работ, не препятствующие нормальной эксплуатации и безопасности объекта ремонта

_____

(перечень отступлений)

согласованы с

_____

8. Разрешается производство последующих работ по _____

_____

_____

(наименование работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения)

Дополнительные сведения: _____

_____

Акт составлен в _____ экземплярах.

Приложения:_____

_____

Председатель рабочей комиссии _____ _____

подпись инициалы, фамилия

Члены рабочей комиссии

_____

подпись инициалы, фамилии

_____ _____

подпись инициалы, фамилии

Приложение № 71
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт приемки из ремонта гидротехнического сооружения

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____
подпись — инициалы, фамилия

_____
дата

Объект ремонта _____
(гидротехническое сооружение)

АКТ

приемки из ремонта гидротехнического сооружения

Комиссия, назначенная заказчиком _____
_____,
(наименование субъекта электроэнергетики, обособленного подразделения субъекта электроэнергетики, дата и номер документа)

в составе:

председателя комиссии - представителя заказчика

_____,
(должность, инициалы, фамилия)

членов комиссии:

_____

_____

_____
(должности, фамилии, инициалы)

произвела приемку законченного _____ремонтом объекта
(вид ремонта)

_____

При приемке установлено:

1. Ремонт выполнялся _____

в период с «____» _____ 20__ г. по «____» _____ 20__ г.

при сроке по плану с «___» _____ 20__ г. по «___» _____ 20__ г.

и выполнен за _____ календарных суток против ____ суток по плану.

Ответственный руководитель работ _____

_____

Производитель работ (бригада) _____

2. Ремонт произведен на основании _____

_____

3. Имеющие место отступления от проекта _____

_____

4. При ремонте выполнены следующие основные работы _____

_____

_____

5. Перечень дефектов и невыполненных проектных решений, не препятствующих нормальной эксплуатации объекта

_____

_____

6. Сметная стоимость ремонта объекта по утвержденной сметной документации _____ тыс. руб.

Фактическая стоимость выполненных и принятых по настоящему акту работ

_____ тыс. руб.

Сметная стоимость дефектов и невыполненных проектных решений, приведенных в п. 5 акта _____

_____ тыс. руб.

7. Комиссия проверила наличие и содержание следующих документов по ремонту _____

_____

_____

8. Соответствие выполненных работ требованиям Технического регламента о безопасности зданий и сооружений _____

Решение комиссии:

Предъявленный к сдаче объект _____

принимается в эксплуатацию «__»_____ 20__г. с оценкой выполнения работ _____

Приложения к акту: _____

_____

Председатель комиссии _____ _____

подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____

подпись инициалы, фамилии

_____ _____

подпись инициалы, фамилии

Приложение № 72
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ типового текущего, среднего и капитального ремонта подсистем автоматизированной системы управления технологическими процессами (средств тепловой автоматики и измерений)

1. Контрольно-измерительные приборы, приборы теплового контроля, технологических защит и автоматики (далее – Прибор).

Перед выполнением ремонтных работ необходимо убедиться в работоспособности контрольно-измерительного прибора, прибора теплового контроля, технологических защит или автоматики. При отсутствии замечаний к работе Прибора необходимо выполнить его поверку или калибровку, в зависимости от сферы регулирования (обязательная или добровольная).

1.1. В объем текущего ремонта Прибора входит:

вскрытие прибора, очистка;

осмотр узлов и элементов прибора без его разборки;

проверка состояния креплений, контактных соединений изолирующих элементов, отдельных деталей и узлов;

замена быстроизнашивающихся деталей и элементов (контактного ролика, тросика, стекла, фетровых дисков, печатающей каретки, стрелки, тумблеров, переключателей, вибропреобразователей, съемных печатных плат);

проверка работы, регулировка Прибора;

выполнение поверки или калибровки средств измерений.

1.2. В объем среднего ремонта Прибора входит:

вскрытие прибора, очистка;

снятие дефектных узлов (синхронного и реверсивного электродвигателей, многоточечного переключателя, печатающей каретки,

ленточного механизма электронного и полупроводникового усилителей, реохорда) и деталей прибора;

ремонт или замена дефектных узлов и деталей Прибора;

устранение неисправностей электрической схемы прибора (замена радиодеталей, микросхем, микросборок, микромодулей, разъемов, стрелочных индикаторов);

сборка прибора;

проверка механических и электрических характеристик прибора в рабочих режимах;

регулировка и настройка Прибора по картам напряжений, контрольным точкам, на соответствие требованиям нормативной и технической документации;

выполнение поверки или калибровки Прибора.

1.3. В объем капитального ремонта Прибора входит:

полная разборка прибора и его узлов, очистка;

дефектация Прибора;

ремонт или замена дефектных узлов и деталей;

устранение дефектов корпуса и его покраска;

комплексная проверка и настройка Прибора;

технологическая (стендовая) обкатка Прибора;

выполнение поверки или калибровки Прибора.

Калибровка производится в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих порядок и методы выполнения таких работ.

2. Подсистемы технологического контроля, автоматического регулирования, управления, защиты и сигнализации технологического оборудования (далее – Подсистемы).

2.1. В объем текущего ремонта Подсистемы входит:

профилактический контроль схем;

выявление и устранение неисправностей;

проверка работы схем.

2.2. В объем среднего ремонта Подсистемы входит:

проверка элементов схем Подсистемы;

замена неисправных элементов схем;

проверка электрических соединений элементов схем;

индивидуальное опробование элементов схем;

регулировка и наладка схем.

2.3. В объем капитального ремонта Подсистемы входит:

разборка схем Подсистемы;

снятие, проверка, регулировка приборов и аппаратуры схем Подсистемы;

проверка схем вторичной коммутации и кабельных связей с контролем изоляции схем Подсистемы;

замена неисправных элементов схем Подсистемы;

сборка схем Подсистемы;

индивидуальное опробование элементов схем Подсистемы;

регулировка и наладка схем Подсистемы;

комплексное испытание Подсистемы.

2.4. В случае реализации Подсистем на базе программно-технических комплексов (далее – ПТК) и (или) микропроцессорных приборов, в объемы всех видов ремонта включаются работы по тестированию, актуализации (при необходимости) и контроля действия лицензионного соглашения программного обеспечения.

2.5. Для гидроэлектростанций после ремонта проводится проверка Подсистем на соответствие техническим требованиям испытаниями по утвержденной техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения программе, которая в необходимых случаях согласовывается с субъектами оперативно – диспетчерского управления.

3. График ремонтных работ основного и вспомогательного

оборудования объекта электроэнергетики предусматривает проведение индивидуального опробования, регулировки и наладка подсистем автоматизированной системы управления технологическими процессами (далее - АСУ ТП) (средств тепловой автоматики и измерений).

4. Компоненты ПТК подсистем АСУ ТП на базе средств вычислительной техники и серверного оборудования (далее – СВТ и СО).

4.1. В объем текущего ремонта СВТ и СО входит в том числе:

осмотр внутреннего пространства корпуса;

очистка от пыли внутреннего пространства корпуса;

замена или очистка корпусных фильтров;

осмотр и, при необходимости, замена вентиляторов охлаждения;

создание образов разделов жесткого диска;

проверка возможности восстановления системы из созданных образов.

4.2. Средний и капитальный ремонт СВТ и СО не проводится.

4.3. По истечении срока службы, окончании поддержки программно-технических средств и выпуска запасных частей СВТ и СО подлежат замене или модернизации.

Приложение № 73
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень отчетной документации по результатам проведения капитального (среднего) ремонта подсистем автоматизированной системы управления технологическими процессами (средств тепловой автоматики и измерений)

1. Протоколы сопротивления изоляции кабельных связей (схем) и электродвигателей электроприводов задвижек и регуляторов.

2. Протоколы сопротивления изоляции кабельных связей точек контроля, участвующих в цепях защит.

3. Протоколы настроек автоматических выключателей.

4. Протоколы настройки первичных преобразователей.

5. Протоколы калибровки средств измерений (первичных преобразователей, вторичных приборов, измерительных каналов) или свидетельства о калибровке средств измерений.

6. Протоколы продувки и проверки на герметичность (опрессовки) импульсных линий первичных преобразователей расхода, давления, уровня.

7. Протокол проверки технологической сигнализации.

8. Протоколы проверки программно-технических комплексов (при наличии).

9. Акты скрытых работ (эскизы профилей регулирующих органов, установка датчиков осевого сдвига ротора турбины, установки датчиков термоконтроля котла).

10. Акт настройки токовых реле, промежуточных реле, реле времени, магнитных пускателей схем авторегуляторов, электроприводов задвижек, технологических защит, блокировок и сигнализации.

11. Акт проверки технологических блокировок и автоматического включения резерва.

12. Акт проверки прохождения дискретных сигналов.

13. Протоколы проверки технологических защит.

14. Акты установки измерительных диафрагм (при их наличии).

15. Расходные характеристики регулирующих органов (при наличии штатных средств измерения расхода до и после ремонта).

16. Протоколы (карты) настроек авторегуляторов.

17. Протоколы приемки из ремонта схем управления запорной и регулирующей арматуры (с воздействием на исполнительный механизм).

18. Протоколы комплексного опробования и отдельных испытаний, проведённых по специальным программам (для гидроэлектростанций).

Приложение № 74
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт приемки из ремонта подсистем автоматизированной системы управления технологическими процессами (средств тепловой автоматики и измерений)

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) — должность технического руководителя

_____ _____
подпись — инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ

Приемки из _____ ремонта подсистем автоматизированной системы
(вид ремонта)
управления технологическими процессами (средств тепловой автоматики и измерений)

Основание:_____

Составлен комиссией:

Председатель комиссии:

_____
должность, фамилия, инициалы

Члены комиссии

_____
должность, фамилия, инициалы

_____
должность, фамилия, инициалы

в том, что в период с_____20__ г. по _____ 20__ г.
при плановых сроках с _____ 20__ г. по _____20__ г.
Цехом/Службой _____
наименование структурного подразделения

произведен капитальный / средний ремонт

_____
наименование подсистем автоматизированной системы управления технологическими процессами (средств тепловой автоматики и измерений), станционный. №, тип, мощность, параметры оборудования

_____

_____

_____

Отремонтированные подсистемы автоматизированной системы управления технологическими процессами (средств тепловой автоматики и измерений) принять в эксплуатацию согласно требованиям нормативной и технической документации на ремонт

с «__ » _____ 20___ г.

Оценка выполненных работ

_____.

Составлена следующая ремонтная документация:

_____

_____

_____

_____

_____

Председатель комиссии _____ _____
подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии: _____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

Приложение № 75
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Акт на приемку отремонтированных объектов электрических сетей из ремонта

УТВЕРЖДАЮ

_____
должность технического руководителя

_____
наименование субъекта электроэнергетики

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

АКТ № _____ от _____
на приемку отремонтированных
объектов электрических сетей из ремонта

Субъект электроэнергетики:

_____

Обособленное подразделение

_____

Комиссия в составе:

Председатель:

_____
(должность, инициалы, фамилия)

Члены комиссии:

_____
(должность, инициалы, фамилия)

_____
(должность, инициалы, фамилия)

_____
(должность, инициалы, фамилия)

составили настоящий акт в том, что

_____
(наименование объекта, объемов)

находился (находились)

в_____

(плановом, неплановом ремонте, модернизации)

с _____ 20_____ г. по _____ 20_____г.

Ремонт (модернизация) выполнены в объеме:

_____

(вид ремонта / объем модернизации)

_____

(перечень невыполненных работ)

Дополнительно выполнены следующие работы_____

_____

(перечень дополнительных работ)

Комиссией проверены следующие организационно-технические документы:

_____

_____

_____

_____

На основании анализа представленных документов, осмотра отремонтированных объектов, результатов приемо-сдаточных испытаний оборудования под нагрузкой в течение 48 часов (для оборудования подстанций (далее – ПС) 35 кВ и выше) и месячной подконтрольной эксплуатации (для оборудования ПС 35 кВ и выше) установлены следующие оценки качества отремонтированных объектов и качества выполнения ремонтных работ:

Объект	Оценка качества					
Диспетчерское наименование Тип	отремонтированного оборудования		выполненных работ			
	соответствует обязательным требованиям и требованиям ремонтной документации	соответствует обязательным требованиям и требованиям ремонтной документации с ограниче-нием	отлично	хорошо	удовлетвори-тельно	неудовлетво-рительно

Уровень пожарной безопасности объекта электрической сети:

На основании изложенного отремонтированные объекты считаются принятыми из ремонта в эксплуатацию с _____ 20_____ г.

Гарантийный срок эксплуатации отремонтированных объектов электросетей

_____

(календарная продолжительность в месяцах)

с момента включения оборудования под нагрузку

Председатель комиссии _____ _____

подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии: _____ _____

подпись инициалы, фамилия

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Приложение № 76
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ по техническому обслуживанию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше и сроки их проведения

Наименование работы	Сроки проведения
Осмотры	
1. Периодический осмотр в дневное время без подъема на опоры	По графикам, утвержденным техническим руководителем субъекта электроэнергетики. Не реже 1 раза в год
2. Верховой осмотр с выборочной проверкой состояния проводов, тросов в зажимах и дистанционных распорок (их участков)	На ВЛ или их участках со сроком службы 20 лет и более или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности – не реже 1 раза в 6 лет; на остальных воздушных линий электропередачи (далее - ВЛ) (их участках) – не реже 1 раза в 12 лет
3. Выборочный осмотр отдельных ВЛ (их участков) инженерно-техническим персоналом	Не реже 1 раза в год
4. Осмотры инженерно-техническим персоналом ВЛ (или их участков), подлежащих капитальному ремонту и прошедших капитальный ремонт	В течение года предшествующего капитальному ремонту и в период подконтрольной эксплуатации.
5. Внеочередной осмотр	После отключений при нарушениях работы, после стихийных явлений, при возникновении условий, которые могут привести к повреждению ВЛ, после автоматического отключения ВЛ релейной защитой (по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики)
6. Ночной осмотр	По мере необходимости
Основные профилактические измерения, проверки	
7. Проверка расстояния от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружений	При осмотрах ВЛ
8. Измерение стрел провеса проводов и грозозащитных тросов, расстояний между проводами и проводов до элементов опор: на ВЛ 35-220 кВ в 3-5 %, на ВЛ 330–750 кВ в 1 % пролетов.	Не реже 1 раза в 6 лет
9. Измерение ширины просеки	При осмотрах ВЛ

Наименование работы	Сроки проведения
10. Проверка состояния опор, проводов, грозозащитных тросов и контактных соединений.	При осмотрах ВЛ, после монтажа новых соединений.
11. Проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений, гаек анкерных болтов опор	Не реже 1 раза в 6 лет
12. Выборочная проверка состояния фундаментов опор и U-образных болтов опор на оттяжках с выборочным вскрытием грунта; проверка тяжений в оттяжках	Не реже 1 раза в 6 лет
13. Проверка состояния железобетонных опор и приставок.	Не реже 1 раза в 6 лет
14. Проверка антикоррозионного покрытия металлических опор, траверс, подножников и анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта	Не реже 1 раза в 6 лет
15. Проверка загнивания деталей деревянных опор	Первый раз через 3 – 6 лет после ввода в эксплуатацию, далее не реже 1 раза в 3 года, а также перед подъемом на опору или сменой деталей
16. Проверка состояния контактных болтовых соединений проводов электрическими измерениями или тепловизионным обследованием.	Не реже 1 раза в 6 лет
17. Проверка (визуально) целостности изоляторов всех типов	При осмотре ВЛ
18. Проверка электрической прочности фарфоровых изоляторов	Первый раз на 1 – 2 год, второй раз на 6 – 10 год после ввода ВЛ в эксплуатацию, далее – в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов
19. Измерение сопротивления заземляющих устройств опор	После капитального ремонта или реконструкции заземляющего устройства
20. Измерение сопротивления изоляции заземляющих устройств: - на ВЛ 110 кВ и выше с грозозащитными тросами; - на ВЛ 35 кВ и ниже у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками и у опор с повторными заземлителями нулевых проводов; - у опор всех типов.	 При обнаружении следов перекрытий или разрушении изоляторов электрической дугой. Не реже 1 раза в 6 лет. После переустройства, ремонта заземляющих устройств

Наименование работы	Сроки проведения
21. Выборочное измерение сопротивления заземляющих устройств опор на 2 % железобетонных и металлических в населенной местности, на участках ВЛ с агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами.	Измерение производится в дополнение к измерениям по пункту 20 настоящего Приложения не реже 1 раза в 12 лет
22. Проверка состояния трубчатых разрядников, ограничителей перенапряжения, защитных искровых промежутков, проверка наличия заземляющих проводников, их соединения с заземлителем, наличия и целостности грозозащитных тросов	При осмотре ВЛ
Основные работы, выполняемые при необходимости	
23. Восстановление нумерации знаков и плакатов.	
24.Технический надзор за проведением работ при сооружении новых ВЛ	
25. Наблюдение за образованием гололеда	
26. Вырубка отдельных деревьев (угрожающих падением на ВЛ или разрастанием в сторону ВЛ на недопустимые расстояния), обрезка сучьев.	
Работы на трассе ВЛ	
27. Предохранение опор от низовых пожаров, меры по предотвращению пожаров	По планам, утвержденным техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения
28. Планировка грунта у опор, подсыпка и подтрамбовка грунта у основания опор	По результатам обходов и осмотров
29. Замена отдельных дефектных элементов ВЛ в межремонтный период, выправка единичных опор	По результатам обходов и осмотров
Охрана ВЛ	
30. Работы, связанные с соблюдением правил охраны электрических сетей	По планам, утвержденным техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения

Приложение № 77
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Журнал дефектов

_____
(наименование объекта/субъекта электроэнергетики)

Дата обнаружения дефекта	Место обнаружения дефекта (наименование воздушных линий электропередачи/ оборудования подстанций)	Содержание дефекта	Срок устранения, подпись ответственного лица за эксплуатацию воздушных линий электропередачи / оборудования подстанций	Дата устранения дефекта, подпись ответственного лица за его устранение	Содержание мероприятий по устранению дефекта	Дата и подпись ответственного лица за эксплуатацию воздушных линий электропередачи/ оборудования подстанций, подтверждающего устранение дефекта
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.

Приложение № 78
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ, выполняемых при капитальном ремонте воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше

При капитальном ремонте воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ) напряжением 35 кВ и выше выполняются следующие виды работ:

а) на трассе ВЛ:

расчистка трасс (очистка просек от кустарника, порубочных остатков, хвороста, сучьев, зарослей, сваленных деревьев); на работы по очистке трасс в пределах просеки не требуется оформление разрешения в органах лесного хозяйства;

поддержание ширины просеки в размере, установленном проектом ВЛ;

вырубка вне просеки деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ (с последующим оформлением лесорубочных билетов, ордеров);

предохранение опор от низовых пожаров;

работы на трассе ВЛ, связанные с устройством проездов по трассе;

планировка грунта у опор, подсыпка и подтрамбовка грунта у основания опор;

обваловка опор привозным (местным) грунтом;

установка и ремонт отбойных тумб у опор, расположенных у обочин дорог;

ремонт ледозащитных сооружений опор в поймах рек;

устройство площадок для гнездования птиц (в том числе выносных).

б) на железобетонных опорах:

заделка трещин, выбоин, установка ремонтных бандажей;

защита бетона опор от действия агрессивной среды;

замена отдельных опор;

перестановка и установка дополнительных опор;

ремонт и замена оттяжек и узлов их крепления, ветровых связей опор;

ремонт подземной части опор (фундаментов);

усиление заделки опор в грунте;

выправка опор, устранение перекосов траверс;

окраска металлических узлов и деталей опор;

усиление или замена металлических узлов и деталей, потерявших несущую способность.

в) на металлических опорах:

окраска металлоконструкций опор и металлических подножников;

замена элементов опор, потерявших несущую способность, их усиление, выправка;

замена отдельных опор;

перестановка и установка дополнительных опор;

замена фундаментов, анкерных плит и U-образных болтов;

выправка опор;

ремонт и замена оттяжек и узлов их крепления;

обварка болтовых соединений;

восстановление недостающих раскосов, уголков;

ремонт фундаментов, подножников.

г) на деревянных опорах:

замена опор;

замена деталей опор;

установка приставок;

защита деталей опор от загнивания;

выправка опор;

замена и окраска бандажных и болтовых соединений деталей опор.

д) на проводах и грозозащитных тросах:

установка и замена соединителей, ремонтных зажимов и бандажей, сварных соединений;

установка ремонтных зажимов в местах обрыва повивов, подмотка лент в зажимах;

вырезка и замена неисправных участков провода (троса);

перетяжка (регулировка) проводов (тросов);

замена провода (троса).

е) на заземляющих устройствах:

ремонт контуров заземления, включая замену отдельных контуров;

уменьшение сопротивления заземления;

ремонт или замена заземляющих спусков и мест присоединения их к заземляющему контуру.

ж) установка и замена изоляторов, арматуры, разрядников и ограничителей перенапряжения (далее – ОПН):

замена неисправных изоляторов и элементов арматуры:

увеличение количества изоляторов в изолирующих подвесках;

замена одних изоляторов на другие (на грязестойкие, а фарфоровые на стеклянные);

чистка и обмыв изоляторов;

установка гасителей вибрации;

замена поддерживающих и натяжных зажимов, распорок;

установка и замена разрядников и ОПН с элементами соединения;

замена натяжной и поддерживающей арматуры;

установка поддерживающих гирлянд на шлейфах проводов.

з) специальные работы:

переустройство переходов, пересечений и подходов к подстанциям;

ремонт светоограждений опор;

установка защиты от птиц.

В состав работ капитального ремонта включаются также работы, связанные с повышением надежности и продлением срока службы ВЛ: замена фарфоровых изоляторов на стеклянные и полимерные, усиление изоляции,

увеличение количества изоляторов в подвесках, замена отдельных видов арматуры, установка железобетонных приставок к деревянным опорам, замена опор, провода, троса на отдельных участках ВЛ, замена отдельных деревянных опор на железобетонные, подвеска троса на отдельных участках ВЛ, вынос отдельных опор, а также работы по техническому обслуживанию, совмещаемые по времени с ремонтом.

Приложение № 79
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный план капитального ремонта воздушных линий электропередачи

УТВЕРЖДАЮ

_____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

_____
должность технического руководителя

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Перспективный план капитального ремонта воздушных линий электропередачи

Наименование и диспетчерский номер воздушных линий электропередачи	Класс напряжения воздушных линий электропередачи, кВ	Протяженность воздушных линий электропередачи (по цепям), км	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Планируемый год проведения ремонта				
					20____	20____	20____	20____	20____
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Разработал _____ _____ _____
должность подпись инициалы, фамилия

Согласовано _____ _____ _____
должность подпись инициалы, фамилия

Приложение № 80
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Годовой график капитального ремонта воздушных линий электропередачи

_____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

УТВЕРЖДАЮ
_____
должность технического руководителя
_____ _____
подпись инициалы, фамилия
_____
дата

Годовой график
капитального ремонта воздушных линий электропередачи на 20___ г.

№ п/п	Наименова-ние и диспетчер-ский номер воздушных линий электропередачи	Протяжен-ность ремонти-руемого участка, км	Наиме-нование работ	Единица измерения	Январь		Фев-раль		Март		Ап-рель		Май		Июнь		Июль		Август		Сен-тябрь		Ок-тябрь		Но-ябрь		Де-кабрь		На год	
					план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт

Разработал _____ _____ _____
должность подпись инициалы, фамилия
Согласовано _____ _____ _____
должность подпись инициалы, фамилия

Приложение № 81
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ по техническому обслуживанию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 – 20 кВ и сроки их проведения

Наименование работы	Сроки проведения
Осмотр воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ)	
1. Периодический осмотр всей ВЛ электромонтерами	Не реже 1 раза в год, по годовому плану технического обслуживания
2. Выборочный осмотр отдельных ВЛ (участков) инженерно-техническим персоналом.	Не реже 1 раза в год
3. Осмотр ВЛ, включенных в план капитального ремонта, инженерно–техническим персоналом совмещается с проверкой загнивания деревянных деталей опор, закрепления крюков, состояния изоляторов, проводов, определением состояния железобетонных опор и приставок	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
4.Верховой осмотр	По мере необходимости
5. Внеочередной осмотр после стихийных явлений или воздействия сверхрасчетных нагрузок	После стихийных явлений или воздействия сверхрасчетных нагрузок
6. Осмотр, связанный с непредвиденным отключением ВЛ	По мере необходимости
7. Осмотр после успешного повторного включения	По мере необходимости
8. Осмотр инженерно-техническим персоналом с составлением акта	После капитального ремонта
Профилактические проверки и измерения	
9. Проверка степени загнивания деталей деревянных опор	Через 3 – 6 лет после ввода в эксплуатацию, далее не реже 1 раза в 3 года. Каждый раз перед подъемом на опору или сменой деталей. В течение года, предшествующего капитальному ремонту.
10. Проверка состояния железобетонных опор, их элементов, железобетонных приставок	Каждый раз перед подъемом на опору в течение года, предшествующего капитальному ремонту
11. Проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений, гаек анкерных болтов опор	Не реже 1 раза в 6 лет

Наименование работы	Сроки проведения
12. Измерение ширины просеки, высоты деревьев и кустарников под проводами	Не реже 1 раза в 3 года. По мере необходимости по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.
13. Измерение сопротивления заземляющих устройств: – на опорах с разрядниками или ограничителями перенапряжения (далее – ОПН), защитными промежутками и электрооборудованием, заземлителями грозозащиты и с повторными заземлением нулевого провода; – выборочно на 2% металлических и железобетонных опор от общего числа опор в населенной местности на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами; – у опор всех типов	Не реже 1 раза в 6 лет Не реже 1 раза в 12 лет После переустройства, ремонта заземляющих устройств
14. Выборочная проверка состояния заземляющего устройств со вскрытием грунта: – у 2% опор с заземлителями – у опор с заземлителями, подвергающимися интенсивной коррозии	Не реже 1 раза в 12 лет По решению технического руководителя субъекта электроэнергетики
15. Проверка расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов в местах сближения и пересечения; расстояний между проводами ВЛ с совместной подвеской	По мере необходимости; перед капитальным ремонтом
16. Проверка сопротивления петли «фаза – нуль»	При подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменения этого сопротивления. При возрастании нагрузки, требующей замены плавкой вставки предохранителя или установки автоматического выключателя.
17. Проверка разрядников, ОПН, защитных промежутков	В течение года, предшествующего капитальному ремонту. Проверка разрядников со снятием с опор 1 раз 3 года.
18. Проверка защиты от перенапряжений.	Ежегодно перед началом грозового сезона.
19. Проверка состояния проводов и соединителей проводов	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
20. Проверка габаритов проводов, расстояний приближения, в том числе в местах пересечений	В течение года, предшествующего капитальному ремонту

Наименование работы	Сроки проведения
21. Проверка расстояний приближения проводов ВЛ к проводам других ВЛ или проводам проводного вещания при совместной подвеске на общих опорах	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
22. Проверка габарита от проводов до поросли	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
23. Проверка состояния проводов в местах возможного соприкосновения с деревьями, отдельными сучьями	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
24. Проверка отсутствия повреждений зажимов и арматуры для соединения проводов с оборудованием и подземным кабелем	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
Основные отдельные работы, выполняемые по мере необходимости	
25. Вырубка отдельных деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ, обрезка кроны на отдельных деревьях	По результатам осмотров
26. Замена отдельных поврежденных элементов ВЛ	По результатам осмотров
27. Выправка отдельных опор	По результатам осмотров
28. Уплотнение грунта в пазухах котлованов опор	По результатам осмотров
29. Перетяжка проводов	По результатам осмотров
30. Удаление набросов на проводах ВЛ	По результатам осмотров
31. Замена оборванных заземляющих проводников	По результатам осмотров
32. Перетяжка проволочных бандажей крепления деревянных стоек к приставкам	По результатам осмотров
33. Замена трубчатых разрядников	По результатам осмотров
34. Восстановление постоянных знаков, плакатов	По результатам осмотров
35. Выполнение мероприятий, связанных с охраной ВЛ. Допуск к работам сторонних организаций и надзор за работами, проводимыми вблизи ВЛ	По графикам работ
36. Технический осмотр при строительстве и реконструкции ВЛ, выполняемый организациями – исполнителями ремонта.	По графикам работ
37. Работы, связанные с приемкой объектов на баланс и в эксплуатацию	По графикам работ
38. Наблюдение за образованием гололедно-изморозевых отложений	При возникновении условий для образования гололедно–изморозевых отложений
Работы на ВЛ с изолированными и защищенными изоляцией проводами *	

Наименование работы	Сроки проведения
39. Проверка состояния концевых, анкерных, поддерживающих, соединительных и ответвительных зажимов, устройств их крепления к опорам или сооружениям	При осмотрах линии, включенной в план капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости
40. Проверка состояния защитной оболочки проводов в местах возможного соприкосновения с деревьями, отдельными сучьями	При осмотрах линии, включенной в план капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости
41. Проверка отсутствия повреждений арматуры для соединения проводов с оборудованием и подземным кабелем	При осмотрах линии, включенной в план капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости
42. Проверка защитных промежутков, устройств защиты от дуги	При осмотрах линии, включенной в план капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости
43. Замена элементов устройств, защиты проводов от атмосферных перенапряжений	При необходимости
44. Наложение изолирующей ленты на поврежденные места защитного покрытия провода	При осмотрах линии, включенной в план капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости
* Проводятся наряду с работами 1, 3, 5, 6, 8 – 10, 12, 15, 17, 18, 20, 21, 23, перечисленными в настоящей таблице	

Приложение № 82
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ по техническому обслуживанию оборудования подстанций 0,38 – 20 кВ и сроки их проведения

Наименование работы	Периодичность проведения
1. Осмотры электромонтерами	Не реже 1 раз в 6 месяцев
2. Осмотры оборудования отдельных подстанций (далее – ПС) 0,38 – 20 кВ инженерно-техническим персоналом	Не реже 1 раза в год
3. Осмотр оборудования ПС 0,38 – 20 кВ, включенных в план капитального ремонта, инженерно–техническим персоналом	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
4.Измерение нагрузок и напряжений на трансформаторах и отходящих линиях	В период минимальных и максимальных нагрузок; сроки и периодичность устанавливаются техническим руководителем субъекта электроэнергетики
5. Проверка состояния, проведение измерений оборудования ПС 0,38 – 20 кВ	В соответствии с требованиями действующей нормативной документации
6. Измерение сопротивления заземляющего устройства ПС 0,38 – 20 кВ	После монтажа, переустройства и капитального ремонта, но не реже 1 раза в 12 лет.
7. Замена или ремонт дефектных элементов оборудования ПС 0,38 – 20 кВ в	При необходимости
8. Доливка масла в маслонаполненные аппараты ПС 0,38 – 20 кВ	При необходимости
9. Обновление надписей, диспетчерских наименований и знаков безопасности	При необходимости

Приложение № 83
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ типового капитального ремонта
воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 – 20 кВ

В период капитального ремонта воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ) выполняются следующие виды работ:

расчистка трасс ВЛ от кустарников, сваленных деревьев и сучьев, поддержание ширины просеки в размере, установленном проектом;

вырубка вне просеки деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ;

установка отбойных тумб;

перетяжка проводов;

сплошная замена опор на участке длиной не более 50% протяженности ВЛ;

выправка опор на протяженных участках ВЛ, подсыпка и трамбовка грунта у основания опор;

обваловка опор привозным (местным) грунтом;

замена стоек, траверс, подкосов и приставок;

установка приставок и подкосов;

перенос и установка дополнительных опор при общем количестве вновь устанавливаемых опор не более 30% количества установленных на ВЛ;

переустройство закреплений опор в грунте;

замена и ремонт (установка и замена соединителей, ремонт муфт, бандажей) проводов;

замена ответвлений ВЛ к вводу в жилые дома и производственные здания;

замена проводов на провода большего сечения или большей механической прочности на участках длиной не более 30% протяженности ВЛ;

устройство двойных креплений проводов;

замена изоляторов на опорах, разъединителях;

установка дополнительных изоляторов;

замена крюков и штырей;

регулировка, ремонт или замена разъединителей;

замена заземляющего спуска, устройство заземления;

проверка, замена и установка недостающих устройств грозозащиты;

восстановление постоянных знаков по всей длине ВЛ;

замена бандажей, болтовых соединений деталей опор;

ремонт железобетонных опор;

переустройство переходов, пересечений, подходов к подстанциям;

замена, ремонт дефектных участков кабельных вставок;

проверка соответствия нормальных схем ВЛ с фактическим положением;

вынос отдельных опор ВЛ из зон выпучивания грунта (болотистая местность, весенние размывы, затопление и тому подобное);

комплекс работ по определению технического состояния ВЛ, подлежащей ремонту и работ по техническому обслуживанию, совмещаемых по времени с ремонтом.

Приложение № 84
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ типового капитального ремонта оборудования подстанций 0,38 – 20 кВ

По результатам осмотров сетевых трансформаторных подстанций и распределительных пунктов составляются перечни выполняемых при ремонте работ, утверждаемые техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, в которые могут быть включены:

ремонт и закрепление конструкций строительной части мачтовых трансформаторных подстанций;

ремонт строительной части закрытой трансформаторной подстанции, распределительных пунктов;

замена корпусов комплектной трансформаторной подстанции;

очистка, ремонт и покраска металлоконструкций, корпусов оборудования, шкафов, панелей, щитов распределительных устройств комплектных трансформаторных подстанций;

замена шкафов, панелей, щитов;

ремонт, замена заземляющих устройств;

проверка, замена и установка недостающих устройств грозозащиты;

ремонт или замена электрооборудования, вводов (в закрытых трансформаторных подстанциях), сборных шин, блокировочных устройств;

замена кабельных муфт;

замена изоляторов;

демонтаж и замена перегруженных (поврежденных) трансформаторов, выключателей и других аппаратов;

ремонт силовых и измерительных трансформаторов с заменой обмоток, восстановлением изоляционных характеристик;

замена или ремонт средств связи, релейной защиты, автоматики;

ремонт освещения;

комплекс работ по техническому обслуживанию, выполняемый одновременно с ремонтом объекта.

Приложение № 85
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ по техническому обслуживанию подстанций 35 кВ и выше и сроки их проведения

Наименование работы	Сроки проведения
1. Осмотр оборудования оперативным персоналом	На объектах с постоянным дежурством персонала: не реже 1 раза в сутки; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже 1 раза в месяц. На объектах без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах – не реже 1 раза в 6 мес.
2. Внеочередной осмотр оперативным персоналом.	После непредвиденного отключения оборудования; при неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед) или усиленном загрязнении на открытом распределительном устройстве, а также после отключения оборудования при коротком замыкании
3. Выборочный осмотр заместителями технического руководителя, субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения, начальником подстанции, инженерно-техническим персоналом субъекта электроэнергетики.	По графику, утвержденному техническим руководителем субъекта электроэнергетики.
4. Испытания, контроль параметров и изоляционных характеристик оборудования	В соответствии с действующей нормативной документацией
5. Опробование работы коммутационных аппаратов и приводов в межремонтный период	В соответствии с графиком, установленным техническим руководителем субъекта электроэнергетики. После выполнения ремонта.
6. Профилактические работы, включая отбор проб масла, доливку масла, замену силикагеля, чистку и обмыв водой загрязненной изоляции оборудования, ошиновку распределительных устройств, смазку трущихся и вращающихся узлов и элементов, промывку и проверку маслоотводов и маслосборных устройств, работы уровнемеров	2 раза в год. Сроки могут быть увеличены техническим руководителем субъекта электроэнергетики в зависимости от условий эксплуатации и состояния оборудования.

Наименование работы	Сроки проведения
7. Проверка состояния цепей и контактных соединений между заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством, измерение сопротивления заземляющего устройства, проверка коррозионного состояния заземлителей.	По графику, утвержденному техническим руководителем субъекта электроэнергетики, но не реже 1 раза в 12 лет; после каждого ремонта и реконструкции заземляющего устройства.

Приложение № 86
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «28» 10 2017 г. № 1013

Периодичность ремонта оборудования подстанций 35 кВ и выше

Наименование оборудования	Вид, периодичность ремонта	Примечания
Синхронный компенсатор	Капитальный ремонт – не реже 1 раза в 5 лет. Первый ремонт с выемкой ротора – не позднее чем через 8000 часов работы после ввода в эксплуатацию. Средний и текущий ремонты должны выполняться с периодичностью, устанавливаемой техническим руководителем субъекта электроэнергетики на основании требований нормативной и технической документации, инструкций изготовителей оборудования с учетом фактического технического состояния оборудования, климатических и метеорологических условий.	Объем работ при капитальном ремонте синхронного компенсатора указан в приложении № 87 к настоящим Правилам. Объем среднего и текущего ремонта должен определяться заводской инструкцией по эксплуатации.
Силовой трансформатор, реактор Коммутационные аппараты Трансформаторы тока и напряжения Аккумуляторная батарея	Капитальные, средние, текущие ремонты должны выполняться с периодичностью, устанавливаемой техническим руководителем субъекта электроэнергетики на основании требований нормативной и технической документации, инструкций изготовителей оборудования с учетом фактического технического состояния оборудования, климатических и метеорологических условий	Объем работ при капитальном ремонте силовых трансформаторов указан в приложении № 88 к настоящим Правилам. Объем среднего и текущего ремонта должен определяться заводской инструкцией по эксплуатации

Приложение № 87
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ типового
капитального ремонта синхронного компенсатора

1. Подготовительные работы:

измерение вибрации подшипников синхронного компенсатора и возбудителя в разных режимах работы;

установка лесов и подмостей. Установка временного помещения вокруг синхронного компенсатора при выполнении ремонта в зимнее время и для защиты от осадков;

проверка газоплотности синхронного компенсатора до его останова и вывода в ремонт;

разборка синхронного компенсатора, соединительных муфт между синхронным компенсатором, разгонным двигателем и возбудителем, а также разборка системы охлаждения, измерение зазоров, вывод ротора (при необходимости).

2. Статор синхронного компенсатора:

осмотр и проверка состояния активной стали статора со стороны расточки и спинки, проверка плотности прессовки и испытание активной стали;

проверка плотности клиновки пазов статора, состояния изоляции и крепления лобовых частей обмотки, мелкий ремонт, покрытие лаком или эмалями лобовых частей обмотки и активной стали статора.

3. Ротор синхронного компенсатора:

проверка в доступных местах крепления и контактов токопроводов, целости резьбы болтов токопроводов, пластин и изоляции токоподводов;

проверка крепления полюсов, обмотки полюсов и межполюсных соединений деферной обмотки;

проточка и шлифовка контактных колец;

проверка состояния щеточного аппарата, крепления щеткодержателей и траверс, замена изношенных щеток, регулировка нажатия пружин.

4. Общие работы по синхронному компенсатору:

проверка систем полного возбуждения;

проверка и ремонт подшипников и маслопроводов в пределах синхронного компенсатора, проверка и ремонт изоляции подшипников;

проверка и ремонт узлов и деталей маслосистемы;

очистка, промывка, опрессовка и ремонт воздухоохладителей, газоохладителей, очистка и промывка воздушных фильтров и окраска воздушных камер;

осмотр и ремонт системы водородного охлаждения, опрессовка синхронного компенсатора и устранение утечек;

проверка и ремонт противопожарной защиты;

проверка и ремонт пусковых и регулирующих устройств, автомата гашения поля и гасительного сопротивления силовой части, аппаратуры водородного охлаждения и теплового контроля;

проверка и ремонт цепей управления, сигнализации и защитных устройств синхронного компенсатора, его двигателей и аппаратуры возбуждения;

проверка и ремонт разгонного двигателя;

профилактические испытания и измерения.

5. Сборка синхронного компенсатора:

проверка в сборе синхронного компенсатора на газоплотность и устранение утечек;

измерение вибрации подшипников;

заполнение корпуса синхронного компенсатора водородом.

6. Заключительные работы:

сдача синхронного компенсатора под нагрузкой.

Приложение № 88
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ
типового капитального ремонта силового трансформатора

Демонтаж трансформатора и транспортировка его на ремонтную площадку.

Отбор проб масла на химический анализ и хроматографию.

Прогрев трансформатора на ремонтной площадке.

Предварительные испытания трансформатора.

Вскрытие активной части трансформатора.

Осмотр и очистка магнитопровода, проверка и восстановление изоляции доступных стяжных устройств и их подтяжка, проверка схемы заземления с измерением сопротивления изоляции.

Осмотр и очистка обмоток и отводов, мелкий ремонт ярмовой изоляции и изоляции отводов, подпрессовка обмоток, проверка доступных паек, ремонт несущей конструкции отводов обмоток.

Осмотр, проверка и очистка переключателей ответвлений обмоток, ремонт и подтяжка контактов, проверка паек, перемычек и всех механизмов переключателя регулирования под нагрузкой.

Осмотр, очистка и ремонт крышки, расширителя, предохранительных устройств, арматуры, системы охлаждения, термосифонных или адсорбционных фильтров и воздухосушителей, замена сорбента.

Осмотр, чистка, ремонт (замена) вводов, при необходимости замена масла и испытание вводов перед установкой на трансформатор.

Осмотр, чистка, ремонт и покраска бака.

Проверка избыточным давлением герметичности маслонаполненных вводов.

Сушка, очистка, регенерация и, при необходимости, смена масла.

Сушка изоляции обмоток активной части и трансформаторов тока,

необходимость сушки определяется по результатам предварительных испытаний.

Проверка защит и измерительных приборов.

Сборка трансформатора с заменой уплотнений и гидравлические испытания после ремонта.

Испытания после капитального ремонта.

Доставка трансформатора до фундамента, монтаж на фундаменте.

Подготовка к включению и включение трансформатора под нагрузку.

В начале и конце разгерметизации активной части трансформатора производить отбор образцов твердой изоляции на влагосодержание и степень полимеризации.

---

* У трансформаторов класса напряжения 150 кВ и выше, имеющих наружные барьеры на активной части, обязательно снятие барьеров на момент осмотра обмоток.

Приложение № 89
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный план капитального (среднего) ремонта оборудования подстанций

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____
наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) должность технического руководителя

_____ _____
подпись инициалы, фамилия

_____
дата

Перспективный план капитального (среднего) ремонта оборудования подстанций

Наименование подстанции	Высшее напряжение подстанции, кВ.	Вид оборудования	Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального (среднего) ремонта	Планируемый год вывода оборудования в ремонт				
							20___г.	20___г.	20___г.	20___г.	20___г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Разработал _____ _____ _____
должность подпись инициалы, фамилия

Согласовано _____ _____ _____
должность подпись инициалы, фамилия

Приложение № 90
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

(рекомендуемый образец)

Годовой график капитального (среднего) ремонта оборудования подстанций

УТВЕРЖДАЮ

_____ _____

наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции)

должность технического руководителя

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

_____

дата

Годовой график капитального (среднего) ремонта оборудования подстанций
на 20_____ год

Наименование подстанции	Высшее напряжение подстанции, кВ.	Вид оборудования	Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Вид ремонта (капитальный, средний)	Год последнего капитального (среднего) ремонта	Планируемое время ремонта		Исполнитель
							начало (дата)	окончание (дата)	
1			2		3	4	5	6	8

Разработал _____ _____ _____

должность подпись инициалы, фамилия

Согласовано_____ _____ _____

должность подпись инициалы, фамилия

Приложение № 91
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Перечень работ по техническому обслуживанию
кабельных линий электропередачи

<table>
<tr><td rowspan="3">Наименование работы</td><td colspan="2">Периодичность проведения</td></tr>
<tr><td colspan="2">Напряжение кабеля, кВ</td></tr>
<tr><td>до 35</td><td>110 – 500</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">2</td></tr>
<tr><td>1. Плановый обход и осмотр электромонтерами трасс кабельных линий, кабельных сооружений:</td><td colspan="2">не менее 1 раза в следующие сроки:</td></tr>
<tr><td>– трассы кабелей, проложенных в земле;
– трассы кабелей, проложенных под усовершенствованным покрытием;
– трассы кабелей, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам;
– подпитывающие пункты при наличии сигнализации давления масла (при отсутствии сигнализации – по местным инструкциям);
– кабельные колодцы;</td><td>3 месяца
12 месяцев

6 месяцев

–

24 месяца</td><td>1 месяц
–

3 месяца

1 месяц

3 месяца</td></tr>
<tr><td>– участки кабельных линий на берегах рек и каналов;
– подводные участки кабельных линий;
– технадзор за прокладкой кабельных линий и соблюдением технологии монтажа сторонними организациями.</td><td colspan="2">В сроки, установленные техническим руководителем субъекта электроэнергетики.
В сроки, установленные техническим руководителем субъекта электроэнергетики.
По решению технического руководителя субъекта электроэнергетики.</td></tr>
<tr><td>2. Внеочередные обходы и осмотры трасс кабельных линий</td><td colspan="2">При отключении линий релейной защитой, после ливней, в период паводков</td></tr>
<tr><td>3. Осмотр туннелей, кабельных этажей и железобетонных кабельных лотков на подстанциях</td><td colspan="2">1 раз в месяц на подстанциях с постоянным дежурным персоналом;
в сроки, установленные техническим руководителем субъекта электроэнергетики организации на подстанциях без постоянного дежурного персонала.</td></tr>
<tr><td>4. Профилактические испытания и проверка кабельных линий электропередачи</td><td colspan="2">В соответствии с требованиями нормативной документации</td></tr>
<tr><td>5. Внеочередные испытания кабельных линий</td><td colspan="2">После ремонта, раскопок, связанных со вскрытием трасс</td></tr>
</table>

1	2
6. Измерения нагрузок кабельных линий	На ответственных кабельных линиях, отходящих от электростанций и подстанций, имеющих постоянный дежурный персонал, контроль за нагрузками производится по стационарным приборам, показания которых записываются в суточные ведомости. На подстанциях, не имеющих постоянный дежурный персонал, контроль за на грузками производится не реже 1 раза в год в период летнего или осенне-зимнего максимума в часы суток Кроме измерений в период максимума нагрузки производятся измерения во всех случаях изменения схемы или присоединения дополнительных токоприемников и изменения режима работы кабельных линий. Сроки устанавливаются техническим руководителем субъекта электроэнергетик.
7. Определение мест повреждения кабельных линий	После отключения линий устройствами релейной защиты и автоматики и при пробое во время профилактических испытаний
8. Контроль выполнения владельцами инженерных объектов электрифицированного транспорта, выполнения мероприятий по снижению значений блуждающих токов	В сроки, установленные техническим руководителем субъекта электроэнергетики
9. Оповещение организаций и населения в районах прохождения кабельных линий о порядке производства земляных работ вблизи кабельных трасс; выдача предписаний о соблюдении правил охраны электрических сетей (для кабельных линий электропередачи с изоляцией не из сшитого полиэтилена)	В сроки, установленные техническим руководителем субъекта электроэнергетики
10. Наблюдение за производством земляных работ в охранных зонах кабельных линий	В соответствии с распоряжением технического руководителя субъекта электроэнергетики

Приложение № 92
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Контролируемые параметры технического состояния средств технологического и диспетчерского управления (далее – СДТУ) при проведении технического обслуживания

№№ п/п	Наименование СДТУ	Контролируемые параметры технического состояния СДТУ*
1.	Радиорелейные линии связи (полукомплекты)	запас бюджета мощности на замирания; среднее время восстановления в обслуживаемом узле связи.
2.	Ультро-короткие волновые радиостанции	дальность связи.
3.	Оборудование высокочастотной (далее – ВЧ) связи по воздушной линии электропередачи	запас по норме сопротивления изоляции устройств присоединения; запас по норме электрической прочности изоляции устройств присоединения; время передачи команд противоаварийной автоматики; вероятность ложного действия в случае скачка затухания ВЧ тракта; коэффициент готовности на 100 км линии; среднее время восстановления аппаратуры.
4.	Канал текущих частот 0,3 – 3,4 кГц аналоговых систем передачи	отклонение группового времени прохождения от его значения на частоте 1900 Гц в диапазонах частот 1,4 – 2,7, 0,6 – 3,15 и 0,4 – 3,3 кГц; коэффициент по сбоям и отказам, приведенный к длине 100 км; время восстановления по сбоям; время восстановления по отказам, напряжение помех.
5.	Автоматические телефонные станции и диспетчерские коммутаторы	средняя суммарная (исходящая и входящая) телефонная нагрузка на абонентскую линию; средняя суммарная (исходящая и входящая) телефонная нагрузка на соединительную линию; нагрузка на линию связи с городской автоматической телефонной станции; потери при повышенной нагрузке для внутристанционных соединений; потери при повышенной нагрузке для исходящих соединений; потери при повышенной нагрузке для входящих соединений; потери при повышенной нагрузке для транзитных соединений; наличие базовых услуг связи, наличие дополнительных услуг связи; схема резервирования диспетчерской подсистемы.

6.	Устройства телемеханики	сопротивление изоляции цепей межаппаратных кабельных связей; изоляция линии связи от аппарата устройств телемеханики (далее –УТМ) до кабельного канала телемеханики (далее – ТМ); изоляция линии связи от аппарата УТМ до воздушного канала ТМ; наработка между отказами для класса R1, R2, R3 коэффициент готовности для класса A1, A2, A3; среднее время восстановления для класса ремонтопригодности RT1, RT2, RT3, RT4; частота необнаруживаемых ошибок для класса достоверности I1, I2, I3; разрешающая способность по очередности для класса SR1, SR2, SR3, SR4; разрешающая способность по времени для класса TR1, TR2, TR3, TR4; погрешность для класса A1, A2, A3, A4.
7.	Устройства бесперебойного питания	допустимый диапазон изменения напряжения БП при номинальном значении 48 или 60 В; бесперебойное функционирование устройства бесперебойного питания при допустимых изменениях характеристик внешнего источника питания переменного тока; длительность обеспечения электропитания при пропадании внешней сети для обслуживаемого (необслуживаемого) узла связи; работоспособность устройств управления, контроля, сигнализации.
8.	Кабельная канализация	отклонение диаметра канала от обязательных требований снижение коэффициента готовности; превышение времени восстановления.
9.	Линейно-кабельное сооружение (далее – ЛКС) в грунте	отклонение глубины залегания кабеля от проектной; наличие коррозии металлической оболочки кабеля; целостность защитного проводника; снижение коэффициента готовности; превышение времени восстановления.
10.	ЛКС волоконно-оптических линий связи, смонтированных на высоковольтной линии электропередачи (далее - ВОЛС-ВЛ)	отклонение стрелы провеса кабеля; разрыв проволок внешнего повива; повреждение натяжной и поддерживающей арматуры снижение коэффициента готовности; превышение времени восстановления.
11.	Кабельные линии связи	герметичность металлической оболочки кабеля; пониженное сопротивление изоляции защитных шлангов; защищенность цепей на дальнем конце; снижение коэффициента готовности; превышение времени восстановления.
12.	Волоконно – оптические	эксплуатационный запас в бюджете мощности на

	линии связи	элементарный кабельный участок (далее – ЭКУ); повышенное значение поляризационно-модовой дисперсии на участке регенерации; снижение коэффициента готовности; превышение времени восстановления.
13.	ВОЛС-ВЛ	эксплуатационный запас в бюджете мощности на ЭКУ; повышенное значение поляризационно-модовой дисперсии на участке регенерации; снижение коэффициента готовности; превышение времени восстановления.
14.	Антенно-мачтовые сооружения	состояние фундаментов и анкеров; проектное положение стволов мачт и башен; монтажные тяжения в оттяжках мачт; состояние болтовых соединений и сварных швов; крепление антенн и волноводных трактов; исправность подъемных механизмов (лебедок, стальных канатов, блоков, люлек верхолаза); герметизация антенно-волноводных трактов; состояние светозащитного ограждения; состояние молниезащиты мачт и оттяжек; значения сопротивления заземления башен, мачт и оттяжек;

*- для всех СДТУ контролируется соответствие параметров и характеристик паспортным данным, нормативной и технической документации.

Приложение № 93
к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России
от «25» 10 2017 г. № 1013

Дефекты и повреждения элементов средств технологического и диспетчерского управления (далее – СДТУ), регламент их контроля

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
Кабельная канализация	Отклонение диаметра канала от требований нормативно-технической документации	метод цилиндра	Общая инструкция по строительству линейных сооружений городской телефонной сети	Не реже 1 раза в год
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Линейно-кабельное сооружение (далее – ЛКС) в грунте	Отклонение глубины залегания кабеля от проектной	электромагнитный (кабелеискателем), шурфование	проект строительства	После наводнений, селей, подвижек грунта
	Коррозия металлической оболочки кабеля	измерение защитного потенциала (по медносульфатному электроду)	Руководство по строительству линейных сооружений магистральных и внутризоновых кабельных линий связи	Не реже 1 раза в год
	Разрывы грозозащитного троса	электромагнитный (кабелеискателем), шурфование		
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
ЛКС волоконно-оптических линий связи, смонтированных на высоковольтной линии электропередачи (далее - ВОЛС-ВЛ)	Отклонение стрелы провеса кабеля	теодолит, визирные рейки	Обязательные требования к каналам передачи телемеханической информации по линиям электропередачи	Не реже 1 раза в год, после гололеда, шторма, грозы
	Разрыв проволок внешнего повива	осмотр		
	Повреждение натяжной и поддерживающей арматуры	осмотр		
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Кабельная линия	Негерметичность металлической оболочки кабеля	образцовый манометр	Руководство по содержанию электрических кабелей связи под избыточным воздушным давлением на магистральной и внутризоновых первичных сетях	Регулярно, с периодичностью, установленной главным инженером ПЭС
	Пониженное сопротивление изоляции защитных шлангов	мегомметр с источником питания от 500 В	Обязательные требования к кабельным линиям связи	Не реже 1 раза в год
	Пониженное сопротивление изоляции рабочих цепей			
	Снижение защищенности цепей на дальнем конце элементарного кабельного участка (далее – ЭКУ)	метод разности уровней		

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Волоконно – оптические линии связи	Эксплуатационный запас в бюджете мощности на ЭКУ	оптический рефлектометр, метод разности уровней оптической мощности	паспорт ЭКУ волоконно-оптической системы передачи (далее – ВОСП)	После получения сигналов индикации аварийного состояния (далее - СИАС) и сигналов указания об отказе на предшествующем участке (далее – СУОП) не реже 1 раза в год
	Пониженное сопротивление изоляции защитных шлангов	мегомметр с источником питания от 500 В	Нормы приемо-сдаточных измерений элементарных кабельных участков магистральных и внутризоновых подземных волоконно-оптических линий передачи сети связи общего пользования	Не реже 1 раза в год
	Пониженное сопротивление изоляции жил ДП			
	Повышенное значение поляризационно-модовой дисперсии на участке регенерации	интерферометрический, поляриметрический	Обязательные требования к волоконно-оптическим линиям связи	После получения сигналов СИАС, СУОП, не реже 1 раза в год

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
ВОЛС-ВЛ	Снижение эксплуатационного запаса в бюджете мощности на ЭКУ	оптический рефлектометр, метод разности уровней оптической мощности	паспорт ЭКУ ВОСП	После получения сигналов СИАС, СУОП, не реже 1 раза в год
	Повышенное значение поляризационно-модовой дисперсии на участке регенерации	интерферометрический, поляриметрический	Обязательные требования к волоконно-оптическим линиям связи	
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Радиорелейные линии связи (полукомплекты)	Снижение эксплуатационного запаса в бюджете мощности	расчет, измерение уровней мощности на передаче и на приеме	ГОСТ Р 53363-2009 Цифровые радиорелейные линии. Показатели качества. Методы расчета	Регулярно, с периодичностью, установленной техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его филиала

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Ультракоротковолновые радиостанции	Снижение дальности связи	проверка качества связи, проверка каналов радиосети	Эксплуатационная документация, паспорта каналов радиосети;	Регулярно, с периодичностью, установленной техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его филиала
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Оборудование высокочастотной (далее – ВЧ) связи по воздушной линии электропередачи	Снижение запаса по норме сопротивления изоляции устройств присоединения, %	эксплуатационная документация	Эксплуатационная документация	Регулярно, с периодичностью, установленной техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его филиала
	Снижение запаса по норме электрической прочности устройств присоединения, %		Эксплуатационная документация	
	Превышение времени передачи команд противоаварийной автоматики, мс		Обязательные требования к каналам передачи телемеханической информации по линиям электропередачи	

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
	Превышение вероятности ложного действия в случае скачка затухания ВЧ тракта на 22 дБ и воздействия белого шума с соотношением сигнал/помеха 6 дБ в полосе 4 кГц		Обязательные требования к каналам передачи телемеханической информации по линиям электропередачи	
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Канал тональных частот аналоговых систем передачи	Модуль отклонения остаточного затухания от 17 дБ в диапазоне частот 0,6 – 2,4 кГц, дБ,	измерение уровней гармонического сигнала	Обязательные требования к нормам на электрические параметры каналов ТЧ магистральной и внутризоновых первичных сетей	Регулярно, с периодичностью, установленной техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его филиала
	Отклонение группового времени передачи (далее – ГВП) от его значения на частоте 1900 Гц	измерение ГВП по шлейфу		
	Напряжение помех в канале на одном переприемном участке длиной 2500 км, мВ псоф (в точке относительного нулевого уровня)	измерение уровня по напряжению с псофометрическим фильтром		

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Основной цифровой канал 64 кбит/с	Отклонение остаточного затухания от номинального значения в диапазоне частот 0,4 – 2,4 кГц, дБ,	измерение уровней гармонического сигнала	Обязательные требования к первичной сети общего пользования	Регулярно, с периодичностью, установленной техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его филиала
	Отклонение ГВП от его значении на частоте 1900 Гц	измерение по шлейфу		
	Снижение отношения сигнал-шум шумов квантования	измеритель шумов квантования		
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Автоматическая телефонная станция (далее –АТС) и диспетчерский коммутатор	Превышение средней суммарной (исходящая и входящая) телефонной нагрузки на одну абонентскую линию	техническое обслуживание	Технические требования к цифровым автоматическим телефонным станциям, сертифицированным для работы в сети связи электроэнергетики	Регулярно, в часы наибольшей нагрузки, с периодичностью, установленной техническим руководителем субъекта электроэнергетики
	Превышение средней суммарной (исходящая и входящая) телефонной			

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
	нагрузки на одну соединительную линию			или его филиала
	Превышение нагрузки на линию связи с Городской АТС сети связи общего пользования			
	Превышение потерь при повышенной нагрузке для соединений			
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Устройства телемеханики	Снижение сопротивления изоляции цепей питания	мегомметр 500 В мегомметр 2500 В (для цепей, связанных с оперативным током)	Методика эксплуатационного обслуживания устройств телемеханики в предприятиях электрических сетей	Регулярно, в часы наименьшей нагрузки, с периодичностью, установленной техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его филиала
	Снижение сопротивления изоляции цепей, включающих межаппаратные кабельные связи			
	Снижение сопротивления изоляции кабельных и воздушных линий связи от аппарата устройства телемеханики до устройств каналов телемеханики			

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
	Превышение частоты необнаруживаемых ошибок для классов достоверности	техническое обслуживание		Регулярно, в часы наибольшей нагрузки, с периодичностью, техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его филиала
	Превышение разрешающей способности по очередности			
	Превышение разрешающей способности по времени			
	Превышение допустимой общей погрешности			
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
Устройства бесперебойного питания	Выход за допустимые границы напряжения бесперебойного питания сети постоянного тока	техническое обслуживание	Руководящие указания по проектированию систем электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления Единой национальной (общероссийской) электрической сети	Регулярно, с периодичностью, установленной техническим руководителем субъекта электроэнергетики или его филиала
	Выход за допустимые границы напряжения бесперебойного питания сети переменного тока			
	Нарушение бесперебойного функционирование устройства бесперебойного			

Потенциально опасный элемент	Возможный дефект	Метод контроля (диагностирования)	Регламентирующий документ	Периодичность контроля (диагностирования)
1	2	3	4	5
	питания при допустимых изменениях характеристик внешнего источника переменного тока			
	Снижение длительности обеспечения электропитания при пропадании внешней сети	расчетно-аналитический		
	Снижение коэффициента готовности	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год
	Превышение времени восстановления	расчетно-аналитический	Журнал устранения аварий (отказов)	1 раз в год

Приложение № 94
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от «___» _____ 2017 г. № ___

Порядок оценки технического состояния средств технологического и диспетчерского управления

Техническое состояние средств технологического и диспетчерского управления (далее – СДТУ) определяется баллами от 0 до 3. При этом:

0 баллов соответствует предельному состоянию СДТУ, при котором оно неработоспособно;

1 балл соответствует неисправному, но работоспособному состоянию СДТУ, при котором эксплуатация СДТУ возможна при ограничениях его номинальных характеристик;

2 балла соответствует исправному состоянию СДТУ на момент контроля, которое может перейти в неисправное ввиду нахождения характеристик СДТУ на границе исправного состояния;

3 балла соответствует исправному состоянию СДТУ, при котором все его характеристики соответствуют требованиям нормативной документации.

Оценка технического состояния каждого СДТУ определяется как корень n-ой степени из произведения балльных оценок всех (n) оцениваемых характеристик. Результат вычисления округляется в меньшую сторону (отбрасывается дробная часть числа).

Критерии технического состояния отдельных элементов СДТУ и балльная оценка приведены в таблице 1.

Таблица 1

Параметр	Метод контроля	Оценка технического состояния в баллах			
		0	1	2	3
		Соответствие состояния обязательным требованиям к линейным сооружениям городской телефонной сети и линейно-кабельным сооружениям			
		Неработоспособ-ное	Работоспособное состояние кабельной канализации и смотровых устройств на пределе норм	Работоспособное состояние кабельной канализации и смотровых устройств	Исправное состояние кабельной канализации и смотровых устройств
Кабельная канализация					
1. Наличие свободного канала	осмотр	–	–	–	есть
2. Диаметр канала, %	метод пробного цилиндра	меньше 92	92 – 99	92 – 99	100
3. Количество аварий	техническое обслуживание	на 200% больше среднего в первые 5 лет эксплуатации	на 100% больше среднего в первые 5 лет эксплуатации	на 50% больше среднего в первые 5 лет эксплуатации	не более среднего в первые 5 лет эксплуатации
4. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
5. Акты отвода земельных участков, %	проверка наличия	0	50	85	100
Линейно-кабельное сооружение (далее – ЛКС) в грунте					
6. Проектная глубина залегания кабеля, % трассы	электромагнитный (кабелеискателем), шурфование	меньше 90	90	95	100

7. Количество аварий	техническое обслуживание	на 200% больше среднего в первые 5 лет эксплуатации	на 100% больше среднего в первые 5 лет эксплуатации	на 50% больше среднего в первые 5 лет эксплуатации	не более среднего в первые 5 лет эксплуатации
8. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
9. Акты отвода земельных участков, %	проверка наличия	0	50	85	100
ЛКС волоконно-оптических линий связи, смонтированных на высоковольтной линии электропередачи (далее - ВОЛС-ВЛ)					
10. Отклонение стрелы провеса оптического кабеля от проектной на любом пролете воздушной линии электропередачи (далее – ВЛ), %	теодолитом, визирные рейки	больше 5	5	–	меньше 5
11. Оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос (далее – ОКГТ) на любом пролете ВЛ	осмотр	Уменьшение общего сечения металлической части ОКГТ за счет обрыва проволок из алюминиевого сплава (более 4 проволок) более 15%. Обрыв 2 стальных проволок.	Уменьшение общего сечения металлической части ОКГТ за счет обрыва проволок из алюминиевого сплава (не более 4 проволок) на 15%.	Уменьшение общего сечения металлической части ОКГТ за счет обрыва проволок из алюминиевого сплава (не более 4 проволок) менее 15% .	Все проволоки целы.
12. Натяжная и поддерживающая арматуры	осмотр	Коррозия арматуры и заземляющего троса, трещины в корпусе зажима, отсутствие гаек и шплинтов.	–	Проектное состояние, следы коррозии арматуры и заземляющего троса.	Проектное состояние.

13. Количество аварий	техническое обслуживание	на 200% больше среднего в первые 5 лет эксплуатации	на 100% больше среднего в первые 5 лет эксплуатации	на 50% больше среднего в первые 5 лет эксплуатации	не более среднего в первые 5 лет эксплуатации
14. Среднее время восстановления, час, при доступности трассы ВЛ: легко доступная труднодоступная	техническое обслуживание	 больше 24 больше 48	 меньше 24 меньше 48	 меньше 12 меньше 24	 меньше 10 меньше 20
15. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
Кабельная линия					
16. Снижение избыточного воздушного давления 0,05 МПа на элементарном кабельном участке (далее – ЭКУ), МПа	образцовый манометр	больше 0,1	0,01	0,005	0
17. Сопротивление изоляции защитных шлангов, кОм·км	мегомметр с источником питания от 500 В	меньше 10	10 – 100	100 – 5000	5000
18. Сопротивление изоляции рабочих цепей на ЭКУ, МОм·км		меньше 1	не меньше 1	не меньше 100	10000
19. Снижение защищенности цепей на дальнем конце ЭКУ, дБ	метод разности уровней	больше 10	10	5	0

20. Плотность повреждений кабеля на 100 км трассы в год	техническое обслуживание	больше 1,0	1,0	0,6	0,4
21. Среднее время восстановления кабеля, ч	техническое обслуживание	больше 16	меньше 16	меньше 10	меньше 8
22. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
Волоконно-оптическая линия связи					
23. Эксплуатационный запас в бюджете мощности на ЭКУ, дБ	оптический рефлектометр	0	1	2	3
24. Сопротивление изоляции защитных шлагов, кОм·км	мегомметр с источником питания от 500 В	меньше 10	10 – 100	100 – 5000	5000
25. Сопротивление изоляции цепей дистанционного питания на ЭКУ, МОм·км		меньше 1	не меньше 1	не меньше 100	10000
26. Поляризационно-модовая дисперсия на участке регенерации L, пс/√км	интерферометри-ческий, поляриметричес-кий	больше 0,2	больше 0,1	меньше 0,1	меньше 0,08
27. Плотность повреждений кабеля на 100 км трассы ВЛ в год	техническое обслуживание	больше 0,04	0,04	0,03	0,0255
28. Среднее время восстановления кабеля, ч	техническое обслуживание	больше 8	меньше 8	меньше 6	меньше 4

29. Среднее время восстановления аппаратуры, час:	техническое обслуживание				
в обслуживаемом узле связи		больше 30	30	15	10
в необслуживаемом узле связи (без учета времени подъезда)		больше 60	60	45	30
30. Срок службы оптического кабеля, лет	техническое обслуживание	больше 30	25 – 30	0 – 25	0 – 25
31. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
Волоконно-оптическая линия связи ВОЛС-ВЛ					
32. Эксплуатационный запас в бюджете мощности на ЭКУ, дБ	оптический рефлектометр	0	1	2	3
33. Поляризационно-модовая дисперсия на участке регенерации L, пс/√км	интерферометри-ческий, поляриметричес-кий	больше 0,2	больше 0,1	меньше 0,1	меньше 0,08
34. Плотность повреждений кабеля на 100 км трассы в год для ВЛ:	техническое обслуживание				
110 кВ		больше 0,4	0,4	0,3	0,25
220 кВ		больше 0,3	0,3	0,15	0,1
330 кВ		больше 0,2	0,2	0,1	0,08

500 кВ		больше 0,1	0,1	0,08	0,06
35. Среднее время восстановления кабеля, час	техническое обслуживание	больше 16	меньше 16	меньше 10	меньше 8
36. Среднее время восстановления аппаратуры, час					
в обслуживаемом узле связи в необслуживаемом узле связи (без учета времени подъезда)	техническое обслуживание	больше 30 больше 60	30 60	15 45	10 30
37. Срок службы оптического кабеля, лет: ОКГТ оптический кабель самонесущий	техническое обслуживание	 больше 25 больше 20	 20 – 25 15 – 20	 0 – 20 0 – 15	 0 – 20 0 – 15
38. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
Радиорелейные линии связи (полукомплекты)					
39. Конфигурация постанционного резервирования	проверка документации	–	1 + 0	n + 1 (n > 1)	1+1
40. Запас бюджета мощности на замирания при Кош = 10^{-6}, дБ	расчет, измерение уровней мощности на передаче и на приеме	0	1	2	3
41. Среднее время	техническое				

восстановления аппаратуры, час:	обслуживание				
в обслуживаемом узле связи		больше 30	30	15	10
в необслуживаемом узле связи (без учета времени подъезда)		больше 60	60	45	30
42. Срок службы, лет	эксплуатацион-ный журнал	больше 20	15 – 20	10 – 15	0 – 10
43. Разрешение на использование спектра частот	документ	отсутствие	–	–	наличие
44. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
Ультракоротко волновые радиостанции					
45. Рабочий диапазон частот, МГц	Технические условия	вне диапазона	136 – 174	136 – 174	136 – 174
46. Дальность связи, км	техническое обслуживание	меньше 40	40	40 – 50	50
47. Запасная возимая радиостанция	проверка комплектности	–	отсутствие запасной радиостанции		наличие запасной радиостанции
48Запасные части, инструменты и принадлежности (далее – ЗИП)	проверка комплектности	не полный комплект	–	–	полный комплект
49. Срок службы, лет	техническое обслуживание	больше 20	15 – 20	10 – 15	0 – 10
50. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	полный комплект	полный комплект	полный комплект
Оборудование высокочастотной (далее – ВЧ) связи по ВЛ					

51. Запас по норме сопротивления изоляции устройств присоединения, %	расчет, измерение мегомметром	менее нормы	0	5	10
52. Запас по норме электрической прочности устройств присоединения, %	расчет, испытания электрической прочности	менее нормы	0	5	10
53. Время передачи команд противоаварийной автоматики, мс	техническое обслуживание	более 25	25	–	менее 25
54. Вероятность ложного действия в случае скачка затухания ВЧ тракта на 22 дБ и воздействия белого шума с соотношением сигнал/помеха 6 дБ в полосе 4 кГц	техническое обслуживание	более 10^{-6}	10^{-6}	–	Менее10^{-6}
55. Коэффициент готовности на 100 км линии	техническое обслуживание	менее 0,998	0,998	–	более 0,998
56. Среднее время восстановления аппаратуры, час	техническое обслуживание	более 1,0	1,0	0,5	менее 0,5
57. ЗИП	проверка комплектности	не полный комплект	–	–	полный комплект
58. Срок службы, лет	техническое	больше 20	15 – 20	10 – 15	0 – 10

	обслуживание				
59. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
Канал тональной частоты 0,3 – 3,4 кГц аналоговых систем передачи					
60. Схема резервирования	техническое обслуживание	–	1 + 0	–	1 + 1
61. Модуль отклонения остаточного затухания от 7 дБ в диапазоне частот 0,6 – 2,4 кГц, дБ	измерение уровней гармонического сигнала	больше 2,2	2,2	2,0 – 2,2	меньше 2,0
62. Отклонение группового времени передачи от его значении на частоте 1900 Гц, мс: 1,4 – 2,7 кГц 0,6 – 3,15 кГц 0,4 – 3,3 кГц	измерение по шлейфу	 больше 0,5 больше 1,5 больше 2,5	 0,5 1,5 2,5	 – – –	 меньше 0,5 меньше 1,5 меньше 2,5
63. Коэффициент по сбоям и отказам, приведенный к длине 100 км (без резервирования)	техническое обслуживание	меньше 0,999333	0,999333	–	больше 0,999333
64. Время восстановления, час: по сбоям по отказам	техническое обслуживание	 больше 0,5 больше 1,1	 0,5 1,1	 – –	 меньше 0,5 меньше 1,1
65. Напряжение помех в канале на одном переприемном участке	измерение уровня по напряжению с псофометричес-ким	больше 1,1	1,1	–	меньше 1,1

длиной 2500 км, мВ псоф (в точке относительного нулевого уровня)	фильтром				
66. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
ОЦК со скоростью 64 кбит/с цифровой системы передачи					
67. Схема резервирования	техническое обслуживание	–	1 + 0	–	1 + 1
67а. Коэффициент битовых ошибок для четырехпроводного режима «цифра - цифра»		больше ($L_{маг}10^{-11}$ + $L_{вну}1{,}6710^{-10}$ + $L_{мест}10^{-10}$)	($L_{маг}10^{-11}$ + $L_{вну}1{,}6710^{-10}$ + $L_{мест}10^{-10}$)	–	меньше ($L_{маг}10^{-11}$ + $L_{вну}1{,}6710^{-10}$ + $L_{мест}10^{-10}$)
68. Модуль величины амплитудно-частотных искажений остаточного затухания относительно частоты 1020 Гц для четырехпроводного режима «аналог – аналог» в диапазоне частот от 300 до 3000 Гц, дБ	измерение уровней гармонического сигнала	больше 0,5	0,5	–	меньше 0,5
68а. Величина амплитудно-частотных искажений остаточного затухания	измерение уровней гармонического сигнала	меньше минус 0,6 больше плюс 0,7	от минус 0,6 до плюс 0,7	–	больше минус 0,6 меньше плюс 0,7

относительно частоты 1020 Гц для двухпроводного режима «аналог – аналог» в диапазоне частот от 600 до 2400 Гц, дБ					
69. Частотная зависимость искажения группового времени задержки для четырех проводного режима, мс, в диапазоне частот от 1000 до 2600 Гц	измерение по шлейфу	более 0,25	0,25	–	меньше 0,25
69а. Частотная зависимость искажения группового времени задержки для двухпроводного режима, мс, в диапазоне частот от 1000 до 2600 Гц	измерение по шлейфу	более 0,3	0,3	–	меньше 03
70. Коэффициент по сбоям и отказам, приведенный к длине 100 км (без резервирования)	журнал системы управления	меньше 0,999333	0,999333	–	больше 0,999333
71. Время восстановления, час: по сбоям	техническое обслуживание	больше 0,5	0,5	–	меньше 0,5

по отказам		больше 1,1	1,1	–	меньше 1,1
72. Отношение сигнал-шум шумов квантования, дБ, в диапазонах уровней сигнала, дБ: 0…-30 -30…-42 -42…-45	измеритель шумов квантования	 меньше 33 меньше 27 меньше 22	 33 27 22	 – – –	 больше 33 больше 27 больше 22
73. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
Автоматическая телефонная станция и диспетчерский коммутатор					
74. Средняя суммарная (исходящая и входящая) телефонная нагрузка на одну абонентскую линию	техническое обслуживание	больше 0,1	0,1	–	меньше 0,1
75. Средняя суммарная (исходящая и входящая) телефонная нагрузка на одну соединительную линию	техническое обслуживание	больше 0,7	0,7	–	меньше 0,7
76. Нагрузка на линию связи с городской автоматической телефонной станции (далее – ГАТС) сети связи общего пользования	техническое обслуживание	больше 1,5	1,5	–	меньше 1,5

77. Потери при повышенной нагрузке для соединений: обеспечивается внутристанционное исходящее входящее транзитное	техническое обслуживание	 больше 0,04 больше 0,03 больше 0,01 больше 0,01	 0,04 0,03 0,01 0,01	 – – – –	 меньше 0,04 меньше 0,03 меньше 0,01 меньше 0,01
78. Услуги: автоматическая внутренняя связь между всеми абонентами станции; автоматическая входящая и исходящая местная связь с абонентами других станций сторонних узлов связи транзитная связь между входящими и исходящими линиями и каналами; автоматическая исходящая и транзитная связь к вспомогательным и справочно-	техническое обслуживание	нет	–	–	да

информационным службам; исходящая и входящая связь на ГАТС; автоматическая и полуавтоматическая междугородная и международная связь, осуществляемая через ГАТС; связь в режиме полупостоянной коммутации; связь с Центром технической эксплуатации или с системой управления.					

79. Услуги связи	техническое обслуживание	–	Передача входящего вызова к другому оконечному абонентскому устройству; передача входящего вызова оператору; повторный вызов без набора номера; запрет исходящей и входящей связи, кроме связи с экстренными службами; временный запрет входящей связи (телефонная пауза); передача соединения другому абоненту; установка на ожидание освобождения вызываемого абонента; конференц-связь трех абонентов; наведение справки во время разговора; сокращенный набор	Передача входящего вызова к другому оконечному абонентскому устройству; передача вызова в случае занятости абонента; передача входящего вызова оператору; передача входящего вызова на автоинформатор; повторный вызов без набора номера; ввод или отмена личного кода – пароля; замена личного кода-пароля; запрет исходящей и входящей связи, кроме связи с экстренными службами; временный запрет входящей связи	Передача входящего вызова к другому оконечному абонентскому устройству; передача вызова в случае занятости абонента; передача входящего вызова оператору; передача входящего вызова на автоинформатор; повторный вызов без набора номера; соединение с абонентом по предварительному заказу; ввод или отмена личного кода – пароля; замена личного кода-пароля; запрет некоторых видов исходящей связи;

			абонентских номеров; соединение без набора номера (прямой вызов); определение номера вызывающего абонента; уведомление о поступлении нового вызова; подключение к занятому абоненту с предупреждением о вмешательстве.	(телефонная пауза); передача соединения другому абоненту; установка на ожидание освобождения вызываемого абонента; конференц-связь трех абонентов; наведение справки во время разговора; сокращенный набор абонентских номеров; соединение без набора номера (прямой вызов); определение номера вызывающего абонента; уведомление о поступлении нового вызова; подключение к занятому абоненту с предупреждением о вмешательстве;	запрет исходящей и входящей связи, кроме связи с экстренными службами; временный запрет входящей связи (телефонная пауза); передача соединения другому абоненту; конференц-связь с последовательным сбором участников; установка на ожидание освобождения вызываемого абонента; конференц-связь трех абонентов; наведение справки во время разговора; сокращенный набор абонентских номеров; соединение без набора номера (прямой вызов); вызов абонента по

				отмена всех услуг; временное избирательное ограничение входящей связи.	заказу (автоматическая побудка); определение номера вызывающего абонента; уведомление о поступлении нового вызова; конференц-связь по списку; подключение к занятому абоненту с предупреждением о вмешательстве; отмена всех услуг; исходящая связь по паролю; временное избирательное ограничение входящей связи; организация групп общих интересов (Центрекс).
80. Схема резервирования управляющего устройства и коммутационного поля диспетчерской	исполнительная документация	–	1 + 0	–	1 + 1

подсистемы					
81. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
Устройства телемеханики					
82. Сопротивление изоляции цепей питания, МОм	мегомметр 500 В мегомметр 2500 В (для цепей, связанных с оперативным током)	меньше 20	20	–	больше 20
83. Сопротивление изоляции цепей, включающих межаппаратные кабельные связи		меньше 10	10	–	больше 10
84. Изоляция линий связи от аппарата устройства телемеханики до устройств каналов телемеханики, МОм: кабельные воздушные		 меньше 2 меньше 1	 2 1	 – –	 больше 2 больше 1
85. Наработка между отказами, час, для классов надежности: R1 R2 R3	техническое обслуживание	 меньше 2000 меньше 4000 меньше 8760	 2000 4000 8760	 – – –	 больше 2000 больше 4000 больше 8760
86. Коэффициент готовности для классов готовности: A1	техническое обслуживание	 меньше 0,9900	 0,9900	 –	 больше 0,9900

A2 A3		меньше 0,9975 меньше 0,9995	0,9975 0,9995	– –	больше 0,9975 больше 0,9995
87. Среднее время восстановления, час, для классов ремонтопригодности: RT1 RT2 RT3 RT4	техническое обслуживание	 больше 24 больше 12 больше 6 больше 1	 24 12 6 1	 – – – –	 меньше 24 меньше 12 меньше 6 меньше 1
88. Частота необнаруживаемых ошибок для классов достоверности: I1 I2 I3	техническое обслуживание	 10^{-4}	 10^{-6} 10^{-10} 10^{-14}	 – – –	 10^{-6} 10^{-10} 10^{-14}
89. Разрешающая способность по очередности, мс, для классов: SR1 SR2 SR3 SR4	техническое обслуживание	 больше 50 больше 10 больше 5 больше 1	 50 10 5 1	 – – – –	 меньше 50 меньше 10 меньше 5 меньше 1
90. Разрешающая способность по времени, мс, для классов: TR1	техническое обслуживание	 больше 1000 больше 100	 1000 100	 – –	 меньше 1000 меньше 100

TR2 TR3 TR4		больше 10 больше 1	10 1	– –	меньше 10 меньше 1
91. Общая погрешность, %, для классов: A1 A2 A3 A4	техническое обслуживание	 больше 5,0 больше 2,0 больше 1,0 больше 0,5	 5,0 2,0 1,0 0,5	 – – – –	 меньше 5,0 меньше 2,0 меньше 1,0 меньше 0,5
92. ЗИП	проверка комплектности	не полный комплект	–	–	полный комплект
93. Срок службы, лет	техническое обслуживание	больше 20	15 – 20	10 – 15	0 – 10
94. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	полный комплект	полный комплект	полный комплект
Устройства бесперебойного питания					
95. Напряжение бесперебойного питания сети постоянного тока, В, с заземленным положительным полюсом номинальное минимальное максимальное номинальное минимальное максимальное	техническое обслуживание	 – меньше 38,4 больше 57,6 – меньше 48 больше 72	 – 38,4 57,6 – 48 72	 – – – – – –	 48 больше 38,4 меньше 57,6 60 больше 48 меньше 72
96. Номинальное	техническое	–	–	–	220

напряжение бесперебойного питания сети переменного тока, В	обслуживание				
97. Бесперебойное функционирование устройства бесперебойного питания при допустимых изменениях характеристик внешнего источника переменного тока:	техническое обслуживание				
диапазон напряжения, В: минимальное значение максимальное значение		больше 187 меньше 242	187 242	– –	меньше 187 больше 242
диапазон частоты, Гц: минимальное значение максимальное значение		больше 47,5 меньше 51,0	47,5 51,0	– –	меньше 47,5 больше 51,0
коэффициент нелинейных искажений, %		меньше 10	10	–	больше 10
кратковременное (до 3с) изменение напряжения относительно номинального значения, %		меньше 40	40	–	больше 40

импульсные перенапряжения длительностью до 10 мкс, В		меньше 1000	1000	–	больше 1000
98. Длительность обеспечения электропитания при пропадании внешней сети, час: обслуживаемые узлы связи необслуживаемые узлы связи	техническое обслуживание	 меньше 4 меньше 6	 4 6	 – –	 больше 4 больше 6
99. Наличие устройств управления, контроля, сигнализации	техническое обслуживание	нет	–	–	да
100. Эксплуатационная документация	проверка наличия	не полный комплект	–	–	полный комплект
Система технического обслуживания объектов электроэнергетики					
101. Оснащенность объекта электроэнергетики СДТУ	проверка оснащенности	Несоответствие требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (далее – ПТЭ)оснащенности СДТУ объекта	–	–	Соответствие ПТЭ оснащенности СДТУ объекта электроэнергетики

		электроэнергетики			
102. Помещения для СДТУ	проверка документации	Несоответствие помещения для СДТУ требованиям к размещению средств компьютерной и телекоммуникационной техники, включая требования по заземлению и выравниванию потенциалов.	–	–	Соответствие помещения для СДТУ требованиям к размещению средств компьютерной и телекоммуникационной техники, включая требования по заземлению и выравниванию потенциалов.
103. Материально-техническое обеспечение эксплуатации СДТУ	проверка оснащенности	Отсутствие регламентированного эксплуатационного запаса строительных длин оптического кабеля и соответствующих комплектов соединительных муфт, поддерживающей и натяжной арматуры (с учетом пролетов максимальной длины). Отсутствие необходимой измерительной	–	–	Наличие регламентированного эксплуатационного запаса строительных длин оптического кабеля и соответствующих комплектов соединительных муфт, поддерживающей и натяжной арматуры (с учетом пролетов максимальной длины). Наличие необходимой измерительной техники. Наличие необходимых средств транспорта, в

		техники. Отсутствие необходимых средств транспорта, в том числе, высокой проходимости.			том числе, высокой проходимости.
104. Электромагнитная обстановка (далее – ЭМО) и электромагнитная совместимость (далее – ЭМС)	измерение ЭМО, помехоэмиссии и помеховосприимчивости СДТУ	Не обеспечение ЭМС СДТУ, включая защищенность от кондуктивных и мощных электромагнитных помех.	–	–	Обеспечение ЭМС СДТУ, включая защищенность от кондуктивных и мощных электромагнитных помех.
105. Система синхронной передачи голосовой оперативной информации с подстанций Единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС)	проверка оснащенности	–	Отсутствие системы синхронной передачи голосовой оперативной информации с подстанций ЕНЭС в центры управления сетями.	–	Наличие системы синхронной передачи голосовой оперативной информации с подстанций ЕНЭС в центры управления сетями
106. Топология сети связи	проверка документации	–	Привязка объекта к одному сетевому узлу.	–	Привязка объекта к двум сетевым узлам.
107. Исполнительная и нормативная документация	проверка наличия	Не полный комплект документации по техническому обслуживанию СДТУ и автоматического	–	–	Наличие исполнительной и нормативной базы по техническому обслуживанию СДТУ и

		включения резерва (далее – АВР)			АВР
108. Квалификация персонала	штатное расписание	Несоответствие квалификации персонала штатному расписанию.	–	Соответствие квалификации персонала штатному расписанию на ключевых должностях.	Соответствие квалификации персонала штатному расписанию.

Примечание: Пример оценки технического состояния кабельной линии приведен в таблице 2

Таблица 2

Оценка технического состояния кабельной линии № параметра	Баллы	0	1	2	3
Инструментальное обследование герметичности кабеля					
1	Снижение избыточного воздушного давления 0,05 МПа на ЭКУ, МПа	больше 0,1	0,01	0,005	0
Инструментальное обследование электрических параметров кабеля					

Оценка технического состояния кабельной линии № параметра	Баллы	0	1	2	3
2	Сопротивление изоляции защитных шлангов, кОм·км	меньше 10	10 - 100	100 - 5000	5000
3	Сопротивление изоляции рабочих цепей на ЭКУ, МОм·км	меньше 1	не меньше 1	не меньше 100	10000
4	Снижение защищенности цепей на дальнем конце ЭКУ, дБ	больше 10	10	5	0
Обследование повреждаемости кабеля					
5	Плотность повреждений кабеля на 100 км трассы в год	больше 1,0	1,0	0,6	0,4
Анализ оперативности устранения аварий					
6	Среднее время восстановления кабеля, час	больше 16	меньше 16	меньше 10	меньше 8
Обеспечение эксплуатационной документацией (нужное подчеркнуть)					
7	Полный комплект	нет			да

$К = (3_1 \times 1_2 \times 2_3 \times 3_4 \times 3_5 \times 1_6 \times 3_7) \times 1/7 = 1621/7 = 2{,}0685 \approx 2,$

где множители соответствуют бальной оценки n-го параметра

«К» округляется до меньшего целого числа.

gost.e-ecolog.ru