приложение 1 к приказу от 01.06.2020 № 235

Приложение к Протоколу СД от 10.04.2020
(дата проведения 09.04.2020) № 307

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА
Группы РусГидро

2020

Оглавление

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ 4
1.1. Принятые аббревиатуры и сокращения 4
1.2. Термины и определения 7
2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 15
2.1. Цель и задачи Технической политики 16
2.2. Инструменты реализации Технической политики 19
2.3. Требования к организации ремонта по техническому состоянию. 20
2.4. Инновационное развитие 22
2.5. Импортозамещение 24
2.6. Цифровизация 26
3. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ПО ПРОИЗВОДСТВУ И ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 29
3.1. Гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции 29
3.2. Тепловые электростанции 36
3.3. Геотермальные электростанции 49
3.4. Ветровые электростанции 53
3.5. Солнечные электростанции 54
3.6. Генерирующие объекты малой мощности 56
3.7. ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее 58
3.8. Отопительные и производственно-отопительные котельные 61
3.9. Электрические сети 63
3.10. Тепловые сети 76
3.11. Здания и сооружения производственного назначения 80
3.12. Организация оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных энергосистемах. Организация оперативно-технологического и ситуационного управления 84
3.13. Электротехническое оборудование 87
3.14. Релейная защита и автоматика 99
3.15. Комплекс инженерно-технических средств охраны 108
3.16. Информационно-технологические системы и комплексы 112

4. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЦЕССАМ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ 127
4.1. Общие требования 127
4.2. Разработка программ развития электроэнергетики Группы РусГидро, схем использования энергетического потенциала рек, ВИЭ 128
4.3. Разработка обоснований инвестиций..... 128
4.4. Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы..... 130
4.5. Инженерные изыскания 131
4.6. Разработка проектной и рабочей документации 131
4.7. Строительство 133
4.8. Контроль качества при проектировании и строительстве производственных объектов 134
4.9. Эксплуатация..... 135
4.10. Управление состоянием производственных объектов..... 138
4.11. Обеспечение выполнения требований охраны труда..... 147
4.12. Работа с персоналом 148
4.13. Метрологическое обеспечение производственной деятельности 150
4.14. Обеспечение информационной безопасности 150
5. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЦЕССАМ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ 151
5.1. Закупочная деятельность 151
5.2. Экспертиза технических решений 152
5.3. Управление компетенциями персонала..... 153
6. РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ..... 155
6.1. Система стандартизации 155
6.2. Инвестиционная программа..... 157
6.3. Производственная программа..... 157
6.4. Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности 158
6.5. Программы инновационного развития и НИОКР 159

1. Термины и определения

1.1. Принятые аббревиатуры и сокращения

АБП - агрегат бесперебойного питания;

АВР - автоматическое включение резерва;

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии;

АЛАР - автоматика ликвидации асинхронного режима;

АОСН - автоматика ограничения снижения напряжения;

АПВ - автоматическое повторное включение;

АПНУ - автоматика предотвращения нарушения устойчивости;

АРВ - автоматический регулятор возбуждения;

АСТУ - автоматизированная система технологического управления;

АСУП - автоматизированная система управления производством;

АСУТП - автоматизированная система управления технологическими процессами;

АЧР - автоматическая частотная разгрузка;

БСК - батареи статических конденсаторов;

ВЛ - воздушная линия электропередачи;

ВОЛС - волоконно-оптическая линия связи;

ВПУ - водоподготовительная установка;

ВЭС - ветроэлектростанция;

ВЭУ - ветроэнергетическая установка;

ГА - гидроагрегат;

ГАЭС - гидроаккумулирующая электростанция;

ГеоЭС - геотермальная электростанция;

ГПУ - газопоршневая установка;

ГРАМ - групповое регулирование активной мощности;

ГРНРМ - групповое регулирование напряжения и реактивной мощности;

ГТС - гидротехническое сооружение;

ГТУ - газотурбинная установка;

ГЭС	-	гидроэлектростанция;
ДФО	-	Дальневосточный федеральный округ;
ДЭС	-	дизельная электростанция;
ДЦ	-	диспетчерский центр;
ЗШО	-	золошлаковые отходы;
ИБП	-	источник бесперебойного питания;
ИВК	-	информационно-вычислительный комплекс;
ИИК	-	информационно-измерительный комплекс;
ИИС	-	информационно-измерительная система;
ИС	-	информационная система;
ИТ	-	информационные технологии;
ИТС	-	индекс технического состояния;
ИТСО	-	инженерно-технические средства охраны;
КЗ	-	короткое замыкание;
КИА	-	контрольно-измерительная аппаратура;
КИУМ	-	коэффициент использования установленной мощности;
КЛ	-	кабельная линия электропередачи;
КПД	-	коэффициент полезного действия;
КРУ	-	комплектное распределительное устройство;
КРУН	-	комплектное распределительное устройство наружной установки;
КРУЭ	-	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
КСПД	-	корпоративная сеть передачи данных;
КУ	-	котёл-утилизатор;
ЛНА	-	локальные нормативные акты;
ЛЭП	-	линия электропередачи;
МЭК (IEC)	-	международная электротехническая комиссия;
НИОКР	-	научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа;
НИР	-	научно-исследовательская работа;
НПА	-	нормативно-правовой акт;
НТД	-	нормативно-техническая документация;

НТС	-	научно-технический совет;
ОВОС	-	оценка воздействия на окружающую среду;
ОДГ	-	оперативно-диспетчерская группа;
ОДУ	-	оперативно-диспетчерское управление;
ОМП	-	определение места повреждения;
ОПН	-	ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОРЭМ	-	оптовый рынок электрической энергии и мощности;
ОРУ	-	открытое распределительное устройство;
ОТУ	-	оперативно-технологическое управление;
ПА	-	противоаварийная автоматика;
ПГУ	-	парогазовая установка;
ПО	-	подконтрольная организация;
Правила ТОиР	-	правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013;
ПС	-	подстанция;
ПТК	-	программно-технический комплекс;
ПТФЭС	-	правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;
РД	-	руководящий документ;
РЗА	-	релейная защита и автоматика;
РЗ	-	релейная защита;
РПН	-	регулирование под нагрузкой;
РРЭ	-	розничный рынок электрической энергии;
РУ	-	распределительное устройство;
РУСА	-	рациональное управление составом агрегатов (для одной ГЭС или ее части);
РЭС	-	район электрических сетей;
САУ	-	система автоматического управления;
СГЭ	-	система гарантированного электропитания;
СДТУ	-	средства диспетчерского и технологического управления;

СИ	-	средство измерения;
СИП	-	самонесущие изолированные провода;
СМПР	-	система мониторинга переходных процессов;
СОЕВ	-	система обеспечения единого времени;
СОПТ	-	система оперативного постоянного тока;
СОТИАССО	-	система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора;
СТО	-	стандарт организации;
СУ		ситуационное управление;
СЭС	-	солнечная электростанция;
ТО	-	техническое обслуживание;
ТП	-	трансформаторная подстанция;
ТПиР	-	техническое перевооружение, реконструкция и модернизация;
ТСПД	-	технологическая сеть передачи данных;
ТТ	-	трансформатор тока;
ТН	-	трансформатор напряжения;
ТЭС	-	тепловая электростанция;
УПАСК	-	устройство передачи аварийных сигналов и команд;
УФАП	-	управление фондами и активами предприятия;
ФПТ	-	фазоповоротный трансформатор;
ФЭМ	-	фотоэлектрический модуль;
ЦОД	-	центр обработки данных;
ЦУС	-	центр управления сетями;
ШР	-	шунтирующий реактор;
ЩПТ	-	щит постоянного тока;
ЭМС	-	электромагнитная совместимость.

1.2. Термины и определения

1.2.1. **Автоматизированная информационно-измерительная система** – система, представляющая собой совокупность технических средств, выполняющих функции измерений, сбора, хранения и передачи результатов измерений.

1.2.2. **Автоматизированная система управления технологическими процессами** – совокупность взаимосвязанных технических и программных

средств, включающая подсистемы сбора и передачи информации о параметрах работы и состояния оборудования и устройств объекта электроэнергетики, мониторинга и диагностики технологического оборудования и устройств, инженерных систем, управления оборудованием и устройствами с целью реализации задач управления технологическими процессами объекта электроэнергетики.

1.2.3. **Аналитический центр** – структура, выполняющая функции по оценке и прогнозу технического состояния оборудования и сооружений производственных объектов Группы РусГидро, выработке рекомендаций по эксплуатации и выбору технических воздействий в отношении оборудования, технологических систем, зданий и сооружений производственных объектов, а также контролю их реализации и оценке эффективности в целях обеспечения требований системы управления безопасностью и надёжностью оборудования и сооружений.

1.2.4. **Генеральный подрядчик** – организация, привлечённая на договорной основе для организации выполнения всего комплекса строительно-монтажных работ по строительству производственного объекта Группы РусГидро собственными силами и (или) с привлечением субподрядных организаций.

1.2.5. **Генеральный проектировщик** – проектная организация, входящая в состав Группы и назначенная распорядительным документом для разработки всей необходимой документации по проектному обоснованию производственного объекта и осуществления контроля соответствия объекта разработанному проектному обоснованию. Генеральный проектировщик назначается на период жизненного цикла производственного объекта, начиная с разработки обоснований инвестиций в строительство и заканчивая ликвидацией производственного объекта.

1.2.6. **Генерирующий объект малой мощности** – объект генерации установленной мощностью 5 МВт и ниже.

1.2.7. **Группа РусГидро (Группа)** – ПАО «РусГидро» (далее также Общество) и его подконтрольные организации.

1.2.8. **Декларация безопасности гидротехнического сооружения** - документ, в котором обосновывается безопасность гидротехнического сооружения и определяются меры по обеспечению безопасности гидротехнического сооружения с учетом его класса.

1.2.9. **Жизненный цикл производственного объекта** – это период времени, включающий в себя следующие стадии: создание новых производственных объектов, включая формирование инвестиционного замысла (в т.ч. планирование размещения), проектирование и строительство; эксплуатация производственных объектов, в т.ч. ремонт, техническое обслуживание, оперативно-технологическое управление и обеспечение топливными ресурсами; ТПиР производственных объектов; вывод из эксплуатации производственных объектов, включая ликвидацию и утилизацию.

1.2.10. **Индекс технического состояния** – интегральный показатель технического состояния, который объединяет значения ряда других показателей технического состояния в единую величину, удобную для сравнения и оценки.

1.2.11. **Интернет вещей** - концепция вычислительной сети физических предметов («вещей»), оснащённых встроенными технологиями для взаимодействия друг с другом или с внешней средой, рассматривающая организацию таких сетей как явление, способное перестроить существующие процессы, исключающее из части действий и операций необходимость участия человека.

1.2.12. **Инновационная деятельность** – процесс, в результате которого создаётся новый продукт, создаётся новая или совершенствуется существующая технология, разрабатываются новые оборудование, средства автоматизации, программно-технические комплексы, принимаются организационные и управленческие решения в структуре Группы, включая новые принципы организации производства.

1.2.13. **Интеллектуальная система учета электрической энергии (мощности) -** совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для дистанционного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, дистанционное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденными Правительством Российской Федерации.

1.2.14. **Информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня** – совокупность функционально объединённых программных, вычислительных и других технических средств для решения задач сбора, обработки и диагностики информации по учёту электроэнергии, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

1.2.15. **Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (устройство сбора и передачи данных)** – совокупность функционально объединённых программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

1.2.16. **Информационно-измерительный комплекс точки измерений (ИИК)** – функционально объединённая и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учёта

электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии. Информационно-измерительный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

1.2.17. **Критерии безопасности гидротехнического сооружения -** предельные значения количественных и качественных показателей состояния гидротехнического сооружения и условий его эксплуатации, соответствующие допустимому уровню риска аварии гидротехнического сооружения и утверждённые в установленном порядке федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений в составе декларации безопасности гидротехнических сооружений.

1.2.18. **Модернизация** – выполнение комплекса работ, ведущих к замене узлов или агрегатов оборудования (частичная замена оборудования) с изменением или без изменения технических параметров, без реконструкции объекта капитального строительства.

1.2.19. **Научно-исследовательская работа** – комплекс теоретических и/или экспериментальных исследований, проводимых с целью получения обоснованных исходных данных, изыскания принципов, путей создания (модернизации) устройств, технических систем, зданий и сооружений, решения технических проблем на всех стадиях жизненного цикла производственных объектов.

1.2.20. **Нормативно-справочная информация автоматизированной системы** – информация, заимствованная из нормативных документов и справочников и используемая при функционировании автоматизированных систем.

1.2.21. **Нормативно-техническая документация** – совокупность нормативных документов, включая документы в сфере технического регулирования и стандартизации, положения, инструкции, руководства и другие документы, в том числе утвержденные в качестве локальных нормативных актов, устанавливающие правила, общие принципы или характеристики в области проектирования, строительства, эксплуатации, ТПиР и утилизации производственных объектов.

1.2.22. **Опытно-конструкторские работы** – комплекс работ по разработке конструкторской документации, созданию и проведению приёмочных испытаний опытных образцов.

1.2.23. **Перспективная технология (техническое решение)** – технология или техническое решение, соответствующие передовому уровню

научно-технического прогресса, ранее не применявшиеся на объектах Группы или в условиях, идентичных условиям на объектах Группы, позволяющие после проведения адаптации путём изысканий, исследований и опытной эксплуатации на пилотном производственном объекте повысить эффективность производственной деятельности.

1.2.24. **Планово-предупредительный ремонт** – ремонт, выполняемый с периодичностью, установленной в ремонтной документации, и объёмом, определяемым типовым перечнем ремонтных работ с учётом фактического технического состояния и включающим дополнительные сверхтиповые ремонтные работы для устранения дефектов, выявленных в процессе эксплуатации (при наличии), и по результатам предыдущих ремонтов, установленных предписаниями органов государственного надзора (при наличии).

1.2.25. **Подстанция нового поколения –** подстанция или распределительное устройство электростанции, одновременно обладающее следующими свойствами: дистанционное управление всеми коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями первичной схемы электрических соединений с АРМ оперативного персонала и терминалов каждого присоединения подстанции (электростанции) с возможностью дистанционного управления с АРМ оперативного персонала ЦУС, НСО, диспетчерского персонала ДЦ; наличие программной (логической) оперативной блокировки, реализуемой в АРМ и терминалах в составе АСУ ТП; применение только элегазовых, вакуумных выключателей или КРУЭ; наличие блокировки, исключающей возможность одновременного управления оборудованием объекта электроэнергетики с АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции), АРМ оперативного персонала ЦУС, НСО, АРМ диспетчерского персонала ДЦ, с индивидуальных терминалов присоединения; применение микропроцессорных устройств РЗА.

1.2.26. **Программа развития электроэнергетики (объектов электроэнергетики) Группы РусГидро –** документы стадии инициирования развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей объектов Группы в целях обеспечения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, оценки технико-экономических эффектов и последующего учёта в документах государственного стратегического планирования, схемах, программах развития электроэнергетики.

1.2.27. **Программа развития электроэнергетики для обеспечения роста экономики Дальневосточного федерального округа** – совокупность мероприятий, направленных на гарантированное обеспечение доступной электроэнергией потребителей на территории ДФО с синхронизацией планов нового строительства и модернизации генерирующих мощностей с реализацией крупных инвестиционных проектов и потребностями социально-экономического развития РФ.

1.2.28. **Производственная программа** – совокупность всех мероприятий

по техническому перевооружению, реконструкции, модернизации, НИР, ремонту и техническому обслуживанию оборудования, технологических систем, зданий и сооружений производственных объектов, реализуемых (планируемых к реализации) в плановом периоде.

1.2.29. **Производственный объект** – совокупность сооружений общего и специального назначения, основного и вспомогательного оборудования, а также технологических систем, объединённых в проектной документации в единый технологический процесс, предназначенный для выработки, передачи, сбыта электрической и тепловой энергии, а также оперативно-диспетчерского управления в изолированных энергосистемах.

1.2.30. **Региональная программа развития электросетевого комплекса** – совокупность мероприятий по повышению загрузки объектов электросетевого хозяйства, развитию сетевой инфраструктуры для повышения доступности энергетической инфраструктуры Общества, синхронизации развития магистральных и распределительных электрических сетей.

1.2.31. **Релейная защита и автоматика** – релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики.

1.2.32. **Реконструкция** – выполнение комплекса работ, ведущих за собой изменение параметров производственного объекта или его участков (частей).

1.2.33. **Ремонт капитальный** – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурсу объекта с заменой или восстановлением любых его частей в целях восстановления технико-экономических характеристик оборудования до значений, близких к проектным.

1.2.34. **Ремонт по техническому состоянию** – ремонт, при котором контроль технического состояния оборудования выполняется с периодичностью и в объёме, установленными в ремонтной документации, а объём и момент начала ремонта определяются результатами контроля технического состояния оборудования.

1.2.35. **Ремонт текущий** – ремонт, выполняемый 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.

1.2.36. **Сеть связи Группы РусГидро** – телекоммуникационная инфраструктура (программно-аппаратные средства и каналы связи), которая обеспечивает предоставление современных информационно-коммуникационных сервисов и бесперебойную доставку всех видов информации в целях обеспечения управления технологическими процессами при производстве, передаче и распределении электрической и тепловой энергии, управленческой и финансово-хозяйственной деятельности Группы РусГидро.

1.2.37. **Система управления безопасностью и надёжностью**

сооружений и оборудования – совокупность взаимосвязанных организационных и технических ресурсов, методов и инструментов, направленных на обеспечение нормативного уровня безопасности и надёжности сооружений и оборудования производственных объектов Группы РусГидро.

1.2.38. **«Умные» сети (Smart grid)** - это электрические сети, которые используют информационные технологии и коммуникационные сети для сбора информации об производстве и потреблении электроэнергии, позволяющей автоматически повышать эффективность, надёжность, экономичность распределения электроэнергии.

1.2.39. **Функциональный блок главного инженера** – совокупность структурных подразделений и должностных лиц Общества и его ПО, обеспечивающих реализацию задач по управлению процессами выработки и передачи электрической и тепловой энергии, обеспечения энергетической эффективности, надёжности и безопасности работы производственных объектов Группы, а также их технологического развития.

1.2.40. **Средства диспетчерского и технологического управления** – совокупность технических средств, обеспечивающих сбор и передачу информации, необходимой для функционирования автоматизированных систем диспетчерского управления и автоматизированных систем технологического управления, а также используемых при организации телефонной связи для оперативных переговоров.

1.2.41. **Средство измерений** – техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.

1.2.42. **Схема использования энергетического потенциала реки, ВИЭ** – документ стадии инициирования создания производственного объекта, определяющий оптимальную схему использования возобновляемых источников энергии: гидроэнергетического потенциала реки с учётом её комплексного использования и выбора предварительных параметров ГЭС; месторождений парогидротерм с назначением оптимальной мощности ГеоЭС; площадок размещения ВЭС и СЭС.

1.2.43. **Техническая документация** – проектная документация, конструкторская документация изготовителей оборудования (чертежи, заводские инструкции по эксплуатации и руководства, заводские ремонтные документы, технические паспорта оборудования или сооружений производственных объектов), информационные сообщения и письма изготовителей оборудования, эксплуатационная документация (инструкции, схемы), оперативная документация, должностные инструкции производственного персонала и инструкции по охране труда, документация по АСУТП, АСУП (в части систем автоматизации производственной деятельности) и РЗА.

1.2.44. **Техническое воздействие** – воздействие на оборудование или его узел, здание или сооружение, приводящее к изменению его технических характеристик и состояния (реконструкция, техническое перевооружение, модернизация, ремонт, техническое обслуживание, вывод из эксплуатации).

1.2.45. **Техническое обслуживание** – выполнение комплекса технологических операций и организационных действий, направленных на поддержание работоспособного или исправного состояния оборудования, технологических систем, зданий и сооружений производственных объектов при использовании их по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

1.2.46. **Техническое перевооружение** – выполнение комплекса работ, ведущих к полной замене оборудования на новое, более производительное с изменением или без изменения технических параметров, проводимое без реконструкции объекта капитального строительства.

1.2.47. **Узел связи** – одно или несколько помещений, предназначенных для централизованного размещения оборудования СДТУ, АСУТП, АИИС КУЭ, оснащённых СГЭ, контроля и управления доступом, микроклиматом, пожаротушением.

1.2.48. **Управление производственными активами и фондами –** совокупность процессов, информационных систем и ЛНА, обеспечивающих систематическую и скоординированную деятельность, по управлению техническим состоянием затратами и рисками производственных объектов, направленную на достижение целей Группы РусГидро по надежности, безопасности и экономической эффективности. УФАП является подсистемой системы управления безопасностью и надёжностью сооружений и оборудования.

1.2.49. **Цифровой двойник** - цифровая копия (модель) физического объекта или процесса, позволяющая оптимизировать производственную деятельность.

1.2.50. **Цифровая подстанция -** автоматизированная подстанция или распределительное устройство генерирующего объекта, оснащённые взаимодействующими в режиме единого времени цифровыми информационными и управляющими системами.

В Технической политике Группы РусГидро также применяются термины и определения в соответствии с ГОСТ Р 57114-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.».

2. Общие положения

Техническая политика является документом высшего уровня в иерархии НТД на всех стадиях жизненного цикла производственных объектов Группы РусГидро, утверждаемым Советом директоров ПАО «РусГидро» и обязательным для исполнения всеми структурными подразделениями, филиалами ПАО «РусГидро» и его ПО, в котором изложены:

- основные требования к производственным объектам, технологическим процессам, обеспечивающие реализацию цели и задач Технической политики;
- основные технологии и технические решения, обязательные/ рекомендуемые к применению; запрещённые к дальнейшему использованию, мероприятия по исключению/замещению которых должны быть предусмотрены в производственной программе; а также перспективные технические решения и технологии для различных видов производственных объектов по важнейшим направлениям их развития;
- требования к процессам управления и инструментам, обеспечивающим плановое изменение технического состояния производственных объектов в соответствии с требованиями Технической политики.

Техническая политика разработана в соответствии с требованиями:

- НПА Российской Федерации в области электроэнергетики, устанавливающих требования к надежности и безопасности, включая ПТФЭС и принятые в их развитие акты Минэнерго России;
- НПА Российской Федерации, устанавливающих требования к безопасности гидротехнических сооружений, промышленной и пожарной безопасности, охране труда;
- Стратегии развития Группы РусГидро на период до 2020 года с перспективой до 2025 года, утверждённой решением Совета директоров ПАО «РусГидро» 06.06.2016 (протокол от 08.06.2016 №238);
- Экологической политики Группы.

Техническая политика Группы РусГидро основана на следующих принципах:

- соответствие стратегическим целям Группы РусГидро;
- комплексное управление состоянием надёжности, безопасности и эффективности производственных объектов Группы;
- прозрачность и обоснованность принимаемых управленческих и технических решений;
- развитие собственных компетенций для проведения изысканий, НИОКР, проектирования, строительства, ТПиР, ремонта и технического обслуживания, эксплуатации производственных объектов;
- взаимодействие научно-проектных, строительно-монтажных и ремонтных организаций на протяжении всего жизненного цикла каждого производственного объекта;

- обеспечение экологической безопасности на всех стадиях жизненного цикла производственных объектов;
- соответствие процессов жизненного цикла производственных объектов целям и критериям устойчивого развития;
- обеспечение антитеррористической защищенности и имущественной безопасности производственных объектов, персонала и посетителей.

2.1. Цель и задачи Технической политики

2.1.1. Целью Технической политики является определение в периметре Группы РусГидро основных направлений применения и развития технологий и технических решений, обеспечивающих повышение надёжности, безопасности и эффективности функционирования производственных объектов Группы РусГидро в краткосрочной и долгосрочной перспективе.

Устанавливаются следующие целевые ориентиры до 2025 года[1]:

- увеличение среднего ИТС гидротурбин на 4,7%;
- увеличение среднего ИТС гидрогенераторов на 5,1%;
- увеличение среднего ИТС паровых котлов на 5,3%;
- увеличение среднего ИТС паровых турбин на 4,9%;
- увеличение среднего ИТС турбогенераторов на 4,6%;
- уменьшение SAIDI (индекс средней продолжительности отключений) электрических сетей на 8,9%;
- уменьшение SAIFI (индекс средней частоты отключений) электрических сетей на 8,6%;
- снижение удельного расхода условного топлива на отпуск электрической энергии для ТЭС на 5,9%;
- снижение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии для ТЭС и котельных на 3,1%;
- снижение потерь электроэнергии при ее передаче по распределительным сетям для электросетевой организации (к отпуску в сеть) на 2,7%;
- снижение потерь электроэнергии при ее передаче по распределительным сетям для АО Энерго и зоны децентрализованного электроснабжения (к отпуску в сеть) на 2,5 %;
- снижение потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям на 10,8 %;
- снижение содержания масла в коммутационных аппаратах на объектах Группы РусГидро на 41,4%;

[1] изменение дано относительно базовых показателей 2020 года

- снижение прямых выбросов парниковых газов на объектах Группы РусГидро (относительно 2015 г) на 6,14%.

2.1.2. При реализации Технической политики должны быть решены следующие базовые задачи:

- обеспечение надёжности и безопасности путём обновления производственных объектов и их эффективной эксплуатации;
- развитие энергетики Дальнего Востока, в том числе на основе возобновляемых источников энергии;
- повышение экологической и энергетической эффективности;
- выполнение поручений Президента и Правительства Российской Федерации по развитию энергетической инфраструктуры.

2.1.3. Техническая политика Группы РусГидро направлена на реализацию задач перспективного и технологического развития электроэнергетики с учётом перспектив обновления нормативно-технической базы путем реализации следующих мероприятий:

- автоматизация и цифровизация технологических процессов;
- импортозамещение;
- выбор объёма и периодичности технических воздействий с учётом технического состояния оборудования;
- внедрение инструментов и методов диагностирования и прогнозирования технического состояния оборудования;
- дистанционное управление и контроль состояния оборудования, сооружений и систем производственных объектов;
- переход на наилучшие доступные технологии, обеспечивающие экологическую безопасность производственной деятельности.

2.1.4. Общие требования, направленные на реализацию задач Технической политики:

- развитие системы планирования технических воздействий на основе оценки и прогнозирования технического состояния производственных объектов (предиктивной аналитики);
- развитие систем технической диагностики, инструментального автоматического мониторинга технологических процессов, состояния оборудования и сооружений;
- развитие автоматизированных систем управления технологическим процессом и производством;
- опережающая подготовка персонала с учётом планируемых к внедрению технических решений, новых технических систем и оборудования, ввода в эксплуатацию новых и модернизированных производственных объектов;
- развитие автоматизированных систем учёта и оптимизации использования водных и топливных ресурсов;
- развитие систем автоматизированного учёта электроэнергии;
- создание технологий дистанционного управления, мониторинга и

обслуживания производственных объектов;

- реализация средств автоматического управления, обеспечивающих учёт ограничений режима работы, оптимизацию режима работы оборудования и его состава, интегрированных с системами диспетчерского и технологического управления;
- развитие корпоративной системы оценки и прогнозирования технического состояния основного оборудования и сооружений производственных объектов Группы РусГидро;
- реализация импортозамещения в производственной деятельности (приоритетное использование оборудования и технических систем отечественного производства при реализации проектов строительства и реконструкции производственных объектов);
- разработка и реализация технических мероприятий по обеспечению соответствия производственных объектов изменяющимся природно-климатическим условиям;
- применение технологий, повышающих энергетическую (в том числе эффективность сжигания топлива, увеличения диапазона регулирования котельных агрегатов) и экологическую эффективность;

2.1.5. Основные подходы к реализации Технической политики:

- внедрение новых технических решений, технологий, оборудования, систем и устройств осуществляется после проведения исследований, испытаний, опытной эксплуатации (на генерирующих объектах малой мощности применение не апробированных решений допускается с учётом положительного заключения НТС);
- приоритетное использование новых технических решений, технологий, оборудования, систем и устройств допускается при условии их экономической эффективности с учётом возможности унификации и тиражирования;
- при реализации проектов строительства и ТПиР должно быть обеспечено:
  - использование на производственных объектах Группы унифицированного и однотипного оборудования (при условии недопущения необоснованного сужения конкуренции при проведении конкурентных закупок, а также попадания заказчика в зависимость от конкретных производителей и поставщиков);
  - использование оборудования с увеличенным сроком эксплуатации и длительным межремонтным периодом или не требующего капитального ремонта, оснащённого автоматизированными системами мониторинга и диагностики, обеспечивающими возможность перехода на ремонт по техническому состоянию;
  - применение материалов и технических решений, обеспечивающих предотвращение и минимизацию негативных воздействий на окружающую среду в соответствии с Экологической политикой Группы;

- достижение удельных показателей потерь и потребления энергии в процессах строительства и эксплуатации производственных объектов, соответствующих лучшим практикам в отрасли, в соответствии с Политикой энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

- при выборе поставщиков оборудования обязательным условием является наличие собственного или авторизованного сервисного центра на территории Российской Федерации.

2.2. Инструменты реализации Технической политики

2.2.1. Техническая политика распространяется на все стадии (процессы) жизненного цикла производственных объектов:

- создание новых производственных объектов, в том числе планирование их размещения, проектирование и строительство;
- эксплуатация производственных объектов, в том числе ремонт, техническое обслуживание, оперативно-технологическое управление и обеспечение топливными ресурсами;
- ТПиР производственных объектов;
- вывод из эксплуатации производственных объектов.

2.2.2. Положения Технической политики выполняются за счет утверждения и реализации следующих документов:

- инвестиционная программа;
- производственная программа;
- программа НИОКР;
- программа инновационного развития;
- программа цифровизации;
- программы энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- стандарты организации;
- положение о системе управления безопасностью и надёжностью производственных объектов Группы;
- положение об управлении качеством производственной деятельности Общества;
- положение о заказчике строительства производственного объекта Общества;
- положение о проектной организации - генеральном проектировщике производственного объекта Общества;
- положение о генеральном подрядчике строительства производственного объекта Общества.

2.2.3. Условия и порядок реализации и актуализации Технической политики устанавливаются Положением о реализации Технической политики, утверждаемым ЛНА ПАО «РусГидро».

2.2.4. Постоянно действующий Научно-технический совет

ПАО «РусГидро» обеспечивает экспертное сопровождение процесса реализации Технической политики.

2.2.5. Деятельность Группы по участию в разработке и актуализации нормативно-правовых актов, технических регламентов и национальных стандартов должна осуществляться с учётом требований, предусмотренных Технической политикой.

2.2.6. С целью своевременной актуализации Технической политики в условиях проводимой в электроэнергетике модернизации, внедрения инновационных технологий, обновления нормативно-правовой базы, обусловленной реализацией утверждённых в 2018 году ПТФЭС и принимаемых в их развитие приказов Минэнерго России, на постоянной основе функционирует Комиссия по техническому регулированию, включающая представителей основных функциональных направлений деятельности Группы РусГидро.

2.2.7. В случае вступления в силу НПА, устанавливающих требования отличные от положений Технической политики, применению подлежат положения Технической политики, не противоречащие вновь принятым НПА.

2.3. Требования к организации ремонта по техническому состоянию.

2.3.1. Вид организации ремонта по техническому состоянию должен предусматриваться в отношении всех вновь проектируемых в рамках строительства или ТПиР:

- трансформаторов (автотрансформаторов);
- гидроагрегатов (за исключением гидроагрегатов, находящихся в эксплуатации по истечению срока службы, установленного заводом-изготовителем);
- турбоагрегатов (за исключением турбоагрегатов, эксплуатируемых в зоне индивидуального ресурса продления безопасной эксплуатации);
- котлов (за исключением котлов на сверхкритических параметрах, а также эксплуатируемых в зоне индивидуального ресурса продления безопасной эксплуатации, с учетом выполнения требований промышленной безопасности);
- ЛЭП и оборудования подстанций;
- систем АСУ ТП;
- СДТУ;
- комплексов ИТСО.

2.3.2. Для применения вида организации ремонта по техническому состоянию для каждого типа оборудования (в отдельных случаях для марки оборудования) в Группе РусГидро должны быть разработаны и внедрены:

- ЛНА, определяющие периодичность, методы, объёмы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния

и их допустимые и предельные значения, позволяющие достоверно определять фактическое техническое состояние оборудования и систем, а также его изменение в период до следующего выполнения мероприятий по контролю;

- ремонтная документация, предусмотренная требованиями Правил ТОиР;
- перспективные планы контроля технического состояния и ремонта основного оборудования, годовые и месячные графики контроля технического состояния и ремонта (отдельно для основного, вспомогательного и общестанционного оборудования) в соответствии с требованиями Правил ТОиР.

2.3.3. Оборудование и системы, в отношении которых применяется вид ремонта по техническому состоянию, должны быть оснащены:

- основное оборудование - системой мониторинга и диагностики, обеспечивающей дистанционный контроль изменения технического состояния;
- вспомогательное оборудование, общестанционное оборудование и системы – автоматизированной системой контроля технического состояния;

2.3.4. Система показателей технического состояния должна включать в себя:

- расчет ИТС для всех функциональных узлов единицы оборудования в соответствии с требованиями Методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей;
- риск-ориентированный подход при прогнозе изменения ИТС в соответствии с требованиями Методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, утвержденных Минэнерго России, а также иных дополнительных параметров, характеризующих эксплуатационную готовность оборудования и систем.

2.3.5. Для основного энергетического оборудования при оценке технического состояния должны учитываться предложения и рекомендации изготовителя оборудования и (или) экспертных организаций, аккредитованных в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации (в отношении промышленной безопасности).

2.3.6. Решение о применении вида ремонта по техническому состоянию оформляется на каждую единицу оборудования (систему) в соответствии с требованиями Правил ТОиР и утверждается в соответствии с порядком, предусмотренным ЛНА Общества.

2.3.7. При определении сроков и объёмов технических воздействий в условиях организации ремонта по техническому состоянию должны учитываться следующие условия:

- должен выполняться периодический контроль технического

состояния оборудования в объеме, установленном в ремонтной документации;

- предельный (максимальный) срок работы оборудования до следующего капитального ремонта определяется решением технического руководителя объекта по итогам контроля технического состояния оборудования после завершения периодического контроля технического состояния;
- при наличии условий, установленных ЛНА, допускается увеличение предельного срока на величину не более половины средней годовой наработки оборудования.

2.3.8. В случаях если рассчитанная календарная продолжительность ремонтного цикла (с учётом установленного предельного срока ремонта) превышает 8 лет, то по истечении 8 лет с даты окончания последнего капитального ремонта в отношении оборудования подлежащего экспертизе промышленной безопасности должно быть принято документально оформленное и согласованное, в отношении оборудования подлежащего экспертизе промышленной безопасности, 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.

2.3.9. Системы мониторинга, диагностики и контроля технического состояния оборудования и систем должны соответствовать Требованиям в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем дистанционного мониторинга и диагностики энергетического оборудования, утверждаемым Минэнерго России, НТД и функциональным требованиям, необходимым для реализации ЛНА, предусмотренных п. 2.3.2.

2.4. Инновационное развитие

2.4.1. Процесс управления инновациями на всех стадиях жизненного цикла производственных объектов Группы должен включать:

- прогнозирование инноваций;
- планирование инноваций;
- анализ ситуации (включая анализ существующих в страновой и мировой практике инновационных разработок и возможности их применения в практике Группы РусГидро);
- идентификация потребности в инновации;
- определение критериев выбора альтернатив инноваций;

- разработка альтернатив;
- выбор наилучшего инновационного решения;
- управленческое решение по разработке (в случае отсутствия готового решения) и внедрению выбранного инновационного решения;
- управление реализацией (разработкой и внедрением);
- контроль и оценка результатов.

2.4.2. Прогнозирование инноваций должно заключаться в определении перспективных направлений развития в Группе РусГидро и включать три этапа:

- определение объекта прогноза;
- выбор метода прогнозирования (метод экстраполяции, методы экспертных оценок, методы моделирования, использования бенчмаркинга);
- разработка самого прогноза и его вероятностная оценка.

2.4.3. Планирование инноваций должно быть основано на следующих принципах:

- приоритетность – в план необходимо включать перспективные направления инноваций, предусмотренные в прогнозе, реализация которых обеспечивает Группе значительные экономические и социальные выгоды в краткосрочном, среднесрочном и долгосрочном периодах;
- непрерывность планирования – закономерность и последовательность разработки краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных планов инновационного развития;
- сквозное планирование – планирование всех этапов цикла «наука-производство»;
- комплексность планирования – тесная взаимосвязь инновационного плана с разделами плана экономического и социального развития Группы, производственной программой, инвестиционной программой, кадровой политикой, бюджетом;
- экономическая обоснованность и обеспеченность ресурсами – включение в план только экономически выгодных мероприятий, обеспеченных необходимыми ресурсами.

2.4.4. Анализ ситуации должен заключаться в:

- сборе данных о состоянии факторов прямого и косвенного воздействия внешней среды, а также о состоянии производственных объектов Группы;
- анализе информации на предмет выявления проблем требующих первоочередного решения;
- анализе разработки/использования инновационных решений в компаниях-аналогах.

2.4.5. Идентификация потребности в инновации должна заключаться в формировании цели, на которую направлена инновационная разработка (изменение качества или создание нового элемента производственного объекта Группы; к каким изменениям производственного процесса приводит

использование результатов разработки (повышение эффективности производства электроэнергии, повышение надёжности и безопасности, создание новых видов продукции и др.).

2.4.6. Определение критериев выбора альтернатив инноваций должно заключаться в выборе критериев, по которым должны сравниваться альтернативы инновационных решений и выбираться наилучшая (затраты на инновации, жизненный цикл инновации, отдача от её использования и т.п.).

2.4.7. При разработке альтернатив должны быть рассмотрены возможные варианты и модификации инноваций, а также альтернативные пути их разработки и внедрения. Выбор наилучшей альтернативы осуществляется Функциональным блоком главного инженера.

2.4.8. Управление реализацией инновационного проекта в обязательном порядке должно осуществляться с определением комплекса работ и ресурсов, исполнителей и сроков.

2.4.9. Предварительно отобранные технологии для развития и внедрения в Группе РусГидро в качестве технологических приоритетов на перспективу:

- BIM-технологии (технологии информационного моделирования);
- методы вычислительной гидродинамики;
- технологии сохранения популяции рыбы;
- телеуправляемые необитаемые подводные аппараты и автономные необитаемые подводные аппараты;
- онлайн мониторинг частичных разрядов оборудования;
- системы акустического мониторинга;
- газовые турбины класса F;
- гравитационные накопители энергии;
- гибридный энергокомплекс с использованием ВИЭ, применением автоматизированной системы управления генерацией и потреблением в районах децентрализованного энергообеспечения (микрогрид);
- беспилотные летательные аппараты в процессах эксплуатации и технического обслуживания;
- платформы сбора данных IoT;
- цифровые подстанции;
- системы поддержки принятия решений и цифровые двойники;
- применение композитных материалов;
- технологии виртуальной реальности;
- технологии дополненной реальности;
- сенсорика для дистанционного мониторинга;
- предиктивная аналитика/ обслуживание.

2.5. Импортозамещение

2.5.1. Импортозамещение в Группе РусГидро направлено на снижение степени влияния зарубежных технологий на деятельность производственных объектов.

2.5.2. Импортозамещение осуществляется за счёт:

- увеличения доли продукции отечественных производителей при планировании и реализации производственных программ Группы РусГидро;
- разработки, испытаний и внедрения новых образцов отечественной продукции при планировании и реализации инновационной программы Группы РусГидро.

2.5.3. Увеличение доли продукции отечественных производителей при планировании и реализации производственных программ Группы РусГидро достигается за счёт:

- минимизации использования импортного оборудования, материалов и технологий при разработке технических заданий на выполнение проектных работ и при формировании проектных решений по строительству новых производственных объектов, реконструкции или модернизации действующих производственных объектов с учётом действующих НПА Российской Федерации в части импортозамещения;
- приоритета закупки российской продукции (работ, услуг), эквивалентной по техническим характеристикам и потребительским свойствам иностранной продукции (работам, услугам) при формировании технических требований к закупаемой продукции;
- повышения степени отечественной локализации производства за счёт снижения доли импортных компонентов и комплектующих при заключении долгосрочных контрактов с российскими производителями оборудования (работ, услуг);
- применения оборудования, материалов и технологий, производство которых локализовано на территории Российской Федерации, при заключении контрактов с зарубежными производителями и поставщиками оборудования (работ, услуг).

2.5.4. Разработка, испытания и внедрение новых образцов отечественной продукции при планировании и реализации инновационной программы Группы РусГидро достигается за счёт:

- реализации пилотных программ разработки и внедрения инновационной продукции или технологий с российскими производителями оборудования;
- проведения совместно с российскими производителями оборудования опытно-промышленной эксплуатации пилотных образцов продукции, не имеющей российских аналогов;
- взаимодействия с федеральными и региональными институтами по инвестированию разработки отечественной инновационной продукции или технологий мирового уровня.

2.5.5. Отечественные аналоги импортной продукции до включения в проектную документацию по строительству новых производственных объектов, реконструкции или модернизации существующих производственных объектов должны пройти необходимые испытания, а также сертификацию на предмет подтверждения соответствия требованиям,

предъявляемым к данному виду (типу) продукции на территории Российской Федерации.

2.5.6. В Группе РусГидро должен быть обеспечен переход на преимущественное использование отечественного программного обеспечения.

2.6. Цифровизация

2.6.1. Цифровизация в Группе РусГидро представляет процесс внедрения цифровых технологий в деятельность компании в целях повышения операционной эффективности технологических и бизнес-процессов за счёт:

- применения цифровых технологий;
- реализации платформы взаимодействия всех участников производственных и управленческих процессов;
- создания и поддержания цифровой корпоративной культуры.

2.6.2. Приоритетные направления цифровизации:

- построение развитой и интегрированной мультисервисной информационно-телекоммуникационной инфраструктуры;
- трансформация производственных процессов, моделей управления и процедур планирования;
- использование аналитических систем для обработки больших данных с целью поддержки принятия решений;
- использование межотраслевой кооперации для построения общесистемных сервисов, необходимых для реализации моделей управления;
- создание современных цифровых инструментов мониторинга, удаленной диагностики и прогностики, позволяющих выявлять на ранних стадиях изменения технического состояния основного технологического оборудования и сооружений, определять время и причины возникновения отклонений и возникновения аварийных ситуаций, с прогнозированием вероятности наступления аварийных событий, предоставлять прогностические уведомления о возможных неисправностях основного технологического оборудования и выдавать рекомендации по их устранению.

2.6.3. Приоритетные технологии цифровизации:

- цифровые технологии автоматизации задач и функций оперативно-технологического управления;
- технологии «умных» сетей (Smart Grid), в том числе технологии «цифровая подстанция»;
- технологии искусственного интеллекта;
- технологии больших данных (Big Data) в рамках создания предиктивной аналитики состояния и оборудования и сооружений, а также анализа сбытовой деятельности;
- цифровые двойники;
- технологии виртуальной (VR) и дополненной (AR) реальностей;
- технологии цифрового проектирования, в том числе технологии

информационного моделирования (BIM-технологии);

- интернет вещей (IoT);
- облачные технологии;
- технологии интеллектуального учёта электроэнергии.

2.6.4. Процессы управления цифровизацией. Цифровая трансформация компании предполагает внедрение процессной модели управления цифровыми инициативами, состоящую из трёх блоков:

- исследования и НИОКР:
  - создание и поддержание «банка» идей для сбора предложений от всех сотрудников компании;
  - изучение и адаптация лучших российских и мировых практик в области энергетики и применения сквозных технологий, поддержание базы знаний по таким практикам в актуальном состоянии;
  - проведение НИОКР в области сквозных цифровых технологий в энергетике;
  - поиск проблем и барьеров, препятствующих применению современных технологий в компании;
- проектирование и реализация пилотных проектов:
  - обсуждение целей и задач, KPI и сроков реализации;
  - формирование проектной команды;
  - реализация пилотного решения;
- масштабирование:
  - оценка успешности реализации проекта в соответствии с поставленными целями, задачами и KPI;
  - включение проекта в инвестиционные программы.

2.6.5. Цифровизация в Группе РусГидро соответствует следующим подходам:

- соответствие стратегическим целям компании;
- адаптация к специфике компании;
- чёткое определение ключевых промежуточных результатов и KPI;
- постоянный мониторинг прогресса и достигнутого эффекта;
- комплексный подход, предотвращающий разобщенность рабочих процессов;
- комплексный, всеохватывающий и скоординированный подход;
- обеспечение участия всех структурных подразделений в проектировании и внедрении цифровых инициатив;
- комбинирование цифровой автоматизации и оптимизации процессов;
- ускорение кроссфункционального взаимодействия;
- извлечение выгоды от новых цифровых возможностей аутсорсинга;
- ликвидация устаревших процессов, не соответствующих новой

целевой культуре компании;

- получение новых возможностей, знаний, навыков;
- акцент на гибкость, скорость и масштабируемость;
- стратегическое партнёрство с техническими специалистами;
- новые функциональные возможности в подразделениях ИТ (аналитика данных, кибербезопасность и пр.).

2.6.6. Основные подходы по применению цифровых технологий, обеспечению взаимодействия участников цифровой экосистемы, а также создания и поддержания цифровой корпоративной культуры будут описаны в Концепции цифровой трансформации Группы РусГидро.

3. Требования к объектам по производству и передаче электрической и тепловой энергии

3.1. Гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции

3.1.1. **Общие требования к ГЭС, ГАЭС**

3.1.1.1. При проектировании строительства и ТПиР ГЭС, ГАЭС должны выполняться требования, установленные:

- методическими указаниями по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, подстанций, утверждаемыми Минэнерго России;
- правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утверждаемыми Минэнерго России;
- методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утверждаемыми Минэнерго России;
- методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утверждаемыми Минэнерго России.

3.1.1.2. Для вновь создаваемых и действующих ГЭС, ГАЭС (далее по тексту совместно именуемые – ГЭС) должна быть обеспечена безопасная эксплуатация оборудования и сооружений ГЭС при длительной работе водосбросных сооружений, в том числе в период отрицательных температур наружного воздуха.

3.1.1.3. Для действующих ГЭС с ограниченным временем работы водосбросных сооружений (в том числе в период отрицательных температур наружного воздуха) должны быть разработаны и отражены в технической документации организационные и технические мероприятия по минимизации негативного воздействия на оборудование и сооружения, возникающего во время работы водосбросных сооружений.

3.1.1.4. Гидрологические характеристики водных объектов (норма стока, коэффициенты вариации и асимметрии для рядов максимальных расходов половодий и паводков, объёмов стоков в период половодий и паводков, объёмов основной воды половодий и паводков) должны регулярно актуализироваться.

3.1.1.5. При создании, эксплуатации и ТПиР ГЭС должно быть обеспечено использование водных ресурсов с максимальным суммарным энергетическим эффектом с учётом удовлетворения потребностей других водопользователей.

3.1.1.6. На ГЭС/ГАЭС должны применяться автоматизированные инструментальные системы измерения уровней воды.

3.1.1.7. Протечки воды через уплотнения затворов и противофильтрационные элементы сооружений не должны превышать значения, установленные в проектной и (или) технической документации.

3.1.1.8. При проектировании строительства и ТПиР ГАЭС должны

применяться устройства плавного пуска для перевода в насосный режим обратимых гидроагрегатов мощностью более 30 МВт.

3.1.1.9. Останов обратимых гидроагрегатов ГАЭС при наличии устройств плавного пуска должен осуществляться электроторможением с рекуперацией энергии в энергосистему.

3.1.1.10. Прямые асинхронные пуски обратимых гидроагрегатов ГАЭС мощностью более 30 МВт должны допускаться только при подтверждении завода-изготовителя.

3.1.1.11. Запрещается эксплуатация генерирующего оборудования ГЭС без установленных допустимых значений вибрации, реализованных в комплексе виброконтроля и защит гидротурбины (за исключением ГЭС установленной мощностью 5 МВт и менее). При отсутствии систем виброконтроля их установка должна быть предусмотрена в производственной программе, и приняты меры по усиленному контролю технического состояния оборудования. Необходимость реализации защиты гидротурбины от повышенной вибрации для ГЭС установленной мощностью 30 МВт и менее[2] определяется при разработке проектной документации. Необходимость установки систем виброконтроля для ГЭС установленной мощностью 5 МВт и менее определяется при разработке проектной документации.

3.1.1.12. Запрещается проектирование водоструйных рыбозащитных устройств на основе струегенераторов для защиты попадания рыб в водоприемные устройства гидротехнических сооружений ГЭС/ГАЭС, включая малые ГЭС, как подтвердившие свою энергетическую неэффективность.

3.1.1.13. **Перспективные технологии:**

- применение автоматизированных инструментальных систем измерения расходов воды через турбины, водосбросные и водопропускные сооружения ГЭС;
- применение математического моделирования стока речных бассейнов для оптимизации режимов пропуска половодий и паводков, повышения эффективности водно-энергетических режимов ГЭС;
- дистанционное (удаленное) управление ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее.

3.1.2. **Гидротехнические сооружения**

3.1.2.1. Приоритетной задачей на всех стадиях жизненного цикла ГЭС является обеспечение безопасности ГТС.

3.1.2.2. Для контроля безопасности ГТС должны быть назначены критерии безопасности и установлена контрольно-измерительная аппаратура.

3.1.2.3. Конструкция ГТС производственных объектов Группы должна обеспечивать:

- надёжность и безопасность на всех стадиях жизненного цикла;

[2] - при наличии обоснования до 50 МВт включительно.

- минимальное воздействие на окружающую среду;
- режим попуска воды в нижний бьеф, в том числе обеспечение санитарного попуска (с учётом использования гидроагрегатов ГЭС в режиме холостого хода турбины), а также благоприятные уровенный и скоростной режимы в бьефах;
- необходимые условия для функционирования транспортной инфраструктуры, проходящей по ГТС, в том числе обеспечивающие минимизацию вибрационного воздействия железнодорожной инфраструктуры.

3.1.2.4. В проектной и (или) эксплуатационной документации ГЭС должна быть определена интенсивность сработки и наполнения водохранилища, обеспечивающая безопасную эксплуатацию ГТС, в том числе устойчивость береговых склонов водохранилища.

3.1.2.5. При выборе конструкции ГТС в условиях равных технико-экономических показателей необходимо отдавать предпочтение техническим решениям с использованием местных строительных материалов.

3.1.2.6. При проектировании нового строительства ГЭС необходимо предусматривать технические решения, обеспечивающие восстановительный ремонт сооружений в зоне переменного уровня.

3.1.2.7. Водосбросные сооружения вновь проектируемых ГЭС должны обеспечивать пропуск проектных расходов во всех диапазонах температур наружного воздуха без отрицательного влияния водовоздушных образований, возникающих в зоне гашения энергии сбрасываемого потока, на расположенные вблизи здания и оборудование ГЭС.

3.1.2.8. Для каждой ГЭС на основе анализа наиболее тяжёлых сценариев аварий, характерных для данного гидроузла, должны быть разработаны и установлены в проектной и (или) технической документации перечни помещений, находящихся в зоне возможного затопления.

3.1.2.9. Административные, бытовые и ремонтные помещения с постоянным пребыванием персонала должны быть размещены вне зоны возможного затопления.

3.1.2.10. На действующих производственных объектах помещения с постоянным пребыванием персонала, вынос которых из зоны возможного затопления не возможен, должны иметь запасные выходы на незатапливаемые отметки, позволяющие осуществить своевременную эвакуацию работников.

3.1.2.11. В конструкциях зданий ГЭС (при новом строительстве и ТПиР) должны быть предусмотрены аварийные системы и устройства организованного отведения воды из затопленных помещений в результате возникновения аварийной ситуации.

3.1.2.12. При проектировании зданий ГЭС шкафы РЗА, которые обеспечивают весь жизненно важный комплекс защит и управления гидроагрегатов, должны размещаться вне зоны возможного затопления.

3.1.2.13. Системы откачки, отведения воды, управления, связи, устройства РЗА, в том числе технологические защиты, обеспечивающие

живучесть производственного объекта должны сохранять работоспособность в условиях затопления здания ГЭС в результате возникновения аварийной ситуации. Требования к живучести объекта должны быть предусмотрены в проектной и (или) технической документации.

3.1.2.14. **Запрещается:**

- строительство гидротехнических туннелей I и II классов, не оборудованных КИА, обеспечивающей мониторинг надёжности и безопасности конструкций и элементов сооружений и их оснований;
- применение в качестве противофильтрационных элементов материалов и технических решений, не обеспечивающих возможность выполнения ремонта противофильтрационных элементов в период эксплуатации сооружений.

3.1.2.15. **Перспективные технологии:**

- интеграция систем мониторинга состояния гидротехнических сооружений с верхним уровнем АСУТП ГЭС;
- для высоконапорных ГТС, возводимых в сложных инженерно-геологических условиях, объединение систем мониторинга с цифровыми прогнозными моделями напряжённо-деформированного состояния сооружений в составе программно-аппаратных комплексов;
- применение ограждающих конструкций и противофильтрационных элементов из глиноцементных буросекущихся свай для грунтовых плотин высотой до 60 м;
- использование в дренажных и фильтрующих элементах (обратных фильтрах) гидротехнических грунтовых сооружений геосинтетических материалов, препятствующих выносу частиц грунта из тела сооружений;
- применение армирующих композитных материалов при ремонте водоводов и конструкций ГТС.

3.1.3. **Гидротурбинное оборудование**

3.1.3.1. При проектировании нового строительства и ТПиР действующих ГЭС должны выполняться следующие условия:

- системы регулирования гидротурбины должны обеспечивать надёжную эксплуатацию во всех режимах работы гидроагрегата;
- должно применяться гидротурбинное оборудование, утечки нефтепродуктов из которого исключены или соответствуют нормативным требованиям в области охраны окружающей среды;
- должна быть обеспечена готовность к участию гидроагрегата в общем первичном регулировании частоты и в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (для ГЭС установленной мощностью более 30 МВт и с количеством гидроагрегатов более трёх, за исключением ГЭС, не имеющих водохранилищ или водохранилище которых является элементом системы технического водоснабжения тепловых электростанций);

- предельные характеристики гидротурбин по надёжности и эффективности:
  - срок службы – не менее 40 лет;
  - срок эксплуатации между капитальными ремонтами – не менее 7 лет, при условии выполнения требований Правил ТОиР;
  - максимальный КПД поворотно-лопастной гидротурбины – не менее 93,5%;
  - максимальный КПД диагональной поворотно-лопастной гидротурбины – не менее 94%;
  - максимальный КПД радиально-осевой турбины – не менее 94,3%.

3.1.3.2. Требования к турбинному тракту:

- при проектировании геометрия проточного турбинного тракта должна быть оптимизирована на основе технико-экономических расчётов;
- при соответствующем обосновании в турбинном тракте должны быть установлены технические устройства для гашения гидравлического удара;
- при прогнозируемом воздействии кавитации и (или) при значительной концентрации твёрдых наносов в потоке воды турбинный тракт должен быть защищён от кавитационного и (или) абразивного износа.

3.1.3.3. Требования к гидротурбине:

- конструкция гидротурбины должна обеспечивать возможность доставки сборочных единиц на монтажную площадку и монтажа с учётом состава грузоподъёмного оборудования ГЭС, доступность узлов для контроля технического состояния, ремонтопригодность;
- для гидротурбин единичной номинальной мощностью от 50 МВт и выше или в случае внедрения серии однотипных гидротурбин в количестве от 3 штук и единичной номинальной мощностью от 30 МВт и выше должно быть выполнено подтверждение гарантий по КПД и кавитационной надёжности на физических моделях. В остальных случаях допускается математическое моделирование гидротурбин в проектном или существующем проточном тракте;
- необходимо предусматривать специальные защитные покрытия отдельных участков и деталей турбины, подвергающиеся гидроабразивному и гидрохимическому износу при значительной концентрации твёрдых наносов и агрессивности воды;
- конструктивные решения должны исключать затопление шахты турбины;
- подача воды на смазку подшипника должна быть от двух независимых источников. Подача воды от резервного источника должна обеспечивать работу гидроагрегата при любых режимах и обеспечивать пуск гидроагрегата при потере питания собственных нужд станции.

3.1.3.4. Геометрия проточной части гидротурбин для проектируемых ГЭС должна исключать возможность возникновения опасных гидродинамических явлений с риском развития аварийных ситуаций.

3.1.3.5. **Запрещается** применение:

- узлов шпилечных и болтовых соединений, подверженных вибрационному воздействию, без технических решений, препятствующих самопроизвольному раскручиванию гаек;
- узлов и элементов гидроагрегатов, подверженных динамическим воздействиям и не обеспечивающих возможность проведения неразрушающего контроля и дефектоскопии.

3.1.3.6. **Перспективные технологии**:

- использование гидротурбин, конструкция которых обеспечивает минимальное воздействие на водные биологические ресурсы;
- применение автоматизированных систем мониторинга и диагностики состояния гидротурбин, обеспечивающих переход на ремонт по техническому состоянию.

3.1.4. **Механическое оборудование гидротехнических сооружений**

3.1.4.1. Техническое перевооружение и модернизация сороудерживающих решёток, затворов, закладных частей, опорных шарниров, изнашиваемых элементов кранового и другого грузоподъёмного оборудования должны выполняться на основе оценки остаточного ресурса.

3.1.4.2. При проектировании нового строительства и реконструкции ГЭС, техническом перевооружении и модернизации механического оборудования ГТС действующих ГЭС предпочтение должно отдаваться (при прочих равных условиях и наличии технико-экономического обоснования) применению электропривода для электростанций установленной мощностью до 30 МВт (при проектном обосновании до 50 МВт) и электро-гидропривода механического оборудования для станций мощностью от 30 МВт и выше.

3.1.4.3. Основные требования к механическому оборудованию ГТС ГЭС:

- должна быть обеспечена возможность маневрирования затворами или перестановка сороудерживающих решёток штатным крановым и другим грузоподъемным оборудованием во всех диапазонах температур наружного воздуха;
- при возникновении аварийной ситуации, в том числе разрыве водоводов, аварийно-ремонтные затворы, включая их приводы и систему управления, должны обеспечивать гарантированное автоматическое прекращение доступа воды в спиральную камеру и (или) напорный водовод;
- должно быть обеспечено гарантированное питание системы управления и механизмов привода аварийно-ремонтного затвора от автономных источников;
- должна быть обеспечена возможность как ручного, с непосредственным воздействием на пусковое устройство, так и дистанционного, с центрального и местного пульта (щита) управления, закрытия аварийно-ремонтного затвора, а также передача на щит управления информации о положении затвора;

- необходимое количество ремонтных затворов, устанавливаемых на водоприемнике, перед турбинами и на отсасывающих трубах, для осушения проточного тракта, определяется в проектной документации, но не менее необходимого для одновременного прекращения доступа воды для гидроагрегатов, вывод которых в плановый ремонт допустим по условиям пропуска расчётного расхода, и одного незадействованного резервного. Перед водосбросными отверстиями принимается один ремонтный затвор на всё сооружение, если иное не установлено проектной документацией.

3.1.4.4. Надёжность питания приводов механического оборудования должна соответствовать требованиям методических указаний по технологическому проектированию ГЭС, ГАЭС, национальных стандартов и иных НТД.

3.1.4.5. **Запрещается** применение конструкций затворов и решёток, пазов, аэрационных отверстий, систем и механизмов, работоспособность которых не может быть обеспечена при обледенении. Для ГЭС установленной мощностью 5 МВт и менее при разработке проектной документации могут быть приняты иные технические решения, обеспечивающие сохранность оборудования и сооружений ГЭС в период отрицательных температур, исключающие необходимость сохранения работоспособности механического оборудования при обледенении.

3.1.4.6. **Перспективные технологии:**

- применение затворов и сороудерживающих решёток из новых конструкционных материалов;
- использование покрытий гидромеханического оборудования, препятствующих биообрастанию;
- использование покрытий, препятствующих обледенению элементов механического оборудования.

3.1.5. **Вспомогательное оборудование**

3.1.5.1. При проектировании нового строительства, реконструкции ГЭС, техническом перевооружении и модернизации вспомогательного оборудования предпочтение должно отдаваться (при прочих равных условиях и наличии технико-экономического обоснования) следующим техническим решениям:

- системы управления вспомогательным оборудованием:
  - должны быть выполнены на базе современных микропроцессорных устройств серийного производства и с использованием серийных программных продуктов;
  - должны интегрироваться в верхний уровень АСУТП, обеспечивая сбор, отображение и передачу в АСУТП текущих параметров, с возможностью автоматизированного дистанционного управления и контроля оборудования;
- системы управления, обеспечивающие работу вентиляционных установок в автоматическом режиме, должны быть интегрированы с системой

автоматического пожаротушения ГЭС;

- компрессорное оборудование должно поставляться в комплексе с установками осушения сжатого воздуха;
- должно применяться насосное и компрессорное оборудование с пониженным уровнем шума и вибрации;
- для управления производительностью насосного и компрессорного оборудования должны применяться частотно-регулируемые приводы;
- трубопроводы и запорная арматура должны быть изготовлены из коррозионностойких материалов.

3.1.5.2. Рекомендуется применять малообслуживаемое, не требующее периодических капитальных ремонтов вспомогательное оборудование со встроенными системами мониторинга и диагностики технического состояния.

3.1.5.3. **Перспективные технологии:**

- установка систем рекуперации в частотно-регулируемых приводах;
- применение систем отопления производственных помещений с использованием отвода тепла систем охлаждения гидроагрегатов и трансформаторного оборудования.

3.2. Тепловые электростанции

3.2.1. Общие требования к ТЭС

3.2.1.1. При проектировании строительства и ТПиР ТЭС должны выполняться требования, установленные:

- методическими указаниями по технологическому проектированию тепловых электростанций, подстанций, утверждаемыми Минэнерго России.
- правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утверждаемыми Минэнерго России;
- методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утверждаемыми Минэнерго России;
- методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утверждаемыми Минэнерго России.

3.2.1.2. При создании, эксплуатации и ТПиР ТЭС должно быть обеспечено использование топливных ресурсов с максимальным энергетическим эффектом.

3.2.1.3. Основными приоритетами развития тепловой генерации Группы должны являться обновление оборудования ТЭС и ввод новых генерирующих мощностей на основе современных парогазовых, газотурбинных и паросиловых технологий с повышением надёжности, безопасности и экономической эффективности производства энергии.

3.2.1.4. Критерием выбора технологической схемы ГТУ или ПГУ является баланс тепло- и электропотребления. При наличии значительного теплопотребления в месте размещения проектируемой или реконструируемой ТЭС рекомендуется отдавать предпочтение технологической схеме ГТУ-ТЭЦ. При незначительной доле теплопотребления предпочтение следует отдавать схеме ПГУ, ПГУ-ТЭЦ. Окончательная оценка предпочтительности выбора технологической схемы ГТУ-ТЭЦ или ПГУ должна проводится на основе сравнения расчётов экономической эффективности на период жизненного цикла вариантов ТЭС.

3.2.1.5. При реализации программ нового строительства и ТПиР выбор конфигурации, типа, состава и единичной мощности основного оборудования ТЭС должен обеспечивать работу станции в оптимальных экономичных режимах с учётом:

- графиков электрических и тепловых нагрузок;
- расчётных коэффициентов теплофикации и значений удельной теплофикационной выработки электроэнергии;
- необходимых резервов мощности в энергосистеме;
- требований по обеспечению надёжности и безопасности эксплуатации;
- минимизации вредных экологических воздействий.

3.2.1.6. На электростанциях, имеющих основное оборудование с тремя и более продлениями срока эксплуатации, должны предусматриваться мероприятия по ТПиР с заменой оборудования или модернизацией оборудования с заменой ресурсоопределяющих узлов и улучшением технико-экономических показателей ТЭС. Сроки ТПиР должны определяться в соответствии с Методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей и Методическими указаниями по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, утверждаемыми Минэнерго России.

3.2.1.7. При проектировании нового строительства и реконструкции ТЭС, техническом перевооружении и модернизации основного и вспомогательного оборудования должны выполняться следующие требования:

- оборудование должно оснащаться системами автоматического управления с возможностью интеграции в верхний уровень АСУТП;
- должны применяться типовые проектные решения с использованием конструкций и оборудования с высокой заводской готовностью;
- должна предусматриваться установка автоматизированных систем контроля выбросов в случае, если проектируемая новая ТЭС или ТЭС после реконструкции имеет установленную мощность 250 МВт и более и потребляет в качестве основного твердое и жидкое топливо;

- для угольных ТЭС должна предусматриваться возможность использования котлами, оборудованием топливоподачи и топливоприготовления расширенного диапазона углей;
- для ТЭС, работающих на газообразном топливе и предназначенных в основном для производства электрической энергии, должно предусматриваться преимущественное использование парогазового/газотурбинного цикла;
- должно быть предусмотрено использование наилучших доступных технологий в соответствии с действующим законодательством об охране окружающей среды.

3.2.1.8. Для обеспечения возможности максимальной выработки электроэнергии в теплофикационном режиме (когенерация) при новом строительстве и ТПиР ТЭС, являющихся источниками тепловой энергии, выбор основного электрогенерирующего оборудования необходимо осуществлять с учетом как присоединенной, так и перспективной тепловой нагрузки.

3.2.1.9. При новом строительстве и ТПиР ТЭС должны быть обеспечены системами, реализующими функции автоматизированного мониторинга технического состояния оборудования и сооружений.

3.2.1.10. При новом строительстве и ТПиР ТЭС с ГТУ в приоритетном порядке должны рассматриваться требования о наличии сервисного обслуживания со стороны завода-изготовителя на весь срок службы газовой турбины.

3.2.1.11. Повышение эффективности использования топлива на эксплуатируемых ТЭС должно обеспечиваться комплексом мероприятий на всех стадиях производственного цикла:

- учёт и контроль качества поставляемого топлива;
- повышение уровня механизации складского хозяйства;
- регулярный учёт и контроль фактических и нормативных показателей по каждому агрегату, группе оборудования и электростанции в целом;
- доведение до нормативных показателей работы оборудования в результате проведения ремонтов и реконструкции, режимно-наладочных работ.

3.2.1.12. **Запрещается:**

- строительство ТЭС, работающих на твердом и жидком топливе, установленной мощностью 250 МВт и более без оснащения системами автоматического контроля (с возможностью непрерывной регистрации и передачи информации в контролирующие органы в установленном порядке) стационарных источников выбросов загрязняющих веществ;
- проектирование водоструйных рыбозащитных устройств на основе струегенераторов для защиты попадания рыб в водоприемные устройства водозаборных сооружений ТЭС, как подтвердившие свою энергетическую неэффективность.

3.2.1.13. **Перспективные технологии:**

- применение автоматизированных систем, реализующих функции мониторинга и диагностики основного оборудования ТЭС, обеспечивающих переход на ремонт по техническому состоянию.

3.2.2. **Котельное оборудование ТЭС**

3.2.2.1. При проектировании нового строительства и реконструкции ТЭС, техническом перевооружении и модернизации котлов, действующих ТЭС должны выполняться следующие условия:

- котлы должны оснащаться технологическими защитами, а также системой контроля и управления, обеспечивающей выполнение следующих функций:
  - технологический контроль параметров и технического состояния оборудования;
  - дистанционное управление;
  - автоматическое регулирование в заданных параметрах и режимах, в т.ч. режимов питания котла, горения, включая операции пуска и останова;
- должны применяться котлы в газоплотном исполнении;
- угольные котлы должны оснащаться золоулавливающими установками с КПД не ниже 99 %;
- предельные характеристики котла по надёжности и эффективности:
  - расчётный срок эксплуатации котла – не менее 40 лет;
  - коэффициент готовности – не менее 0,97;
  - срок эксплуатации между капитальными ремонтами – не менее 5 лет;
  - расчётный ресурс работающих под давлением элементов котла должен составлять не менее 100 000 часов для труб поверхностей нагрева и выходных камер пароперегревателей, для остальных элементов – не менее 200 000 часов;
- содержание вредных веществ (твердых частиц, оксидов серы и азота, окиси углерода) в уходящих дымовых газах не должно превышать предельную величину технологических нормативов выбросов, определяемых на основании технологических показателей, установленных НПА, либо рассчитанных на основании справочников наилучших доступных технологий, при условии непревышения установленной в соответствии с действующими НПА величины предельно допустимых выбросов.

3.2.2.2. Номинальные параметры пара вновь устанавливаемых энергетических котлов:

- давление перегретого пара не ниже 12,8 МПа;
- температура перегретого пара не ниже 560°С.

3.2.2.3. Технологические процессы работы энергетического котла (в

том числе питания котла, горения, регулирования температуры перегрева пара и т.д.) должны быть автоматизированы.

3.2.2.4. Конструкцией котла должны обеспечиваться условия работы поверхностей нагрева, предупреждающие загрязнение топочных экранов и конвективных поверхностей нагрева, или предусматриваться оборудование для проведения очистки (обдувки) поверхностей нагрева котлов без останова.

3.2.2.5. Конструкция котла должна обеспечивать возможность его пуска из любого теплового состояния, после простоя любой продолжительности.

3.2.2.6. Расположение и конструкция топочно-горелочных устройств должны способствовать обеспечению устойчивости процесса горения топлива и снижению образования оксидов углерода, азота.

3.2.2.7. Обмуровка и изоляция котла должны выполняться облегчёнными из современных не содержащих асбеста теплоизоляционных материалов.

3.2.2.8. Конструкция котла, его вспомогательное оборудование и система автоматического управления должны обеспечивать устойчивую работу на проектном топливе в диапазоне:

- при работе на жидком и газообразном топливе не менее чем от 30 до 100% номинального значения производительности;
- при работе на твёрдом топливе не менее чем от 60 до 100% номинального значения производительности.

3.2.2.9. Эксплуатацию, ремонт и замену поверхностей нагрева котлов необходимо осуществлять на основе комплекса мероприятий, включающих:

- обеспечение оптимального режима эксплуатации, с минимизацией рисков повреждаемости поверхностей нагрева;
- инструментальный контроль поверхностей нагрева;
- организацию дефектации труб поверхностей нагрева в соответствии с требованиями НТД;
- контроль качества ремонтных работ.

3.2.2.10. Использование непроектного топлива или перевод котла на сжигание непроектного вида твёрдого топлива должен осуществляться на основании утверждённого технического акта результатов опытного сжигания и протокола, разрешающего промышленное использование непроектного топлива.

3.2.2.11. При модернизации котлов и вспомогательного оборудования должны приоритетно рассматриваться следующие технические решения:

- установка регуляторов питания котла современной конструкции, отвечающих требованиям НТД;
- применение низкотемпературных поверхностей нагрева с использованием конструкций с интенсифицированным теплообменом

(оребренные, плавниковые, прочие) для снижения температуры уходящих газов;

- внедрение малотоксичных горелочных устройств;
- газоплотное исполнение топочной камеры и конвективной шахты;
- внедрение воздухоподогревателей современных конструкций со сниженным сопротивлением, обеспечивающих высокую эффективность работы котлоагрегата в целом;
- переход с кирпичных газоходов на цельнометаллические, с целью снижения сопротивления газовоздушного тракта;
- использование сальниковых уплотнений арматуры, изготовленных из терморасширенного графита и экспандированного фторопласта (политетрафторэтилена);
- применение охладителей выпара деаэратора для снижения пароводяных потерь.

3.2.2.12. Общие требования к котлам – утилизаторам:

- КУ должен допускать работу при изменении расхода и температуры поступающих в котёл газов, обусловленном изменением мощности ГТУ;
- КУ и газоходы должны быть выполнены газоплотными, а также рассчитаны на максимальное избыточное давление газов на входе в КУ после ГТУ и воздействие от возможного воспламенения (хлопка) газовоздушной смеси;
- аэродинамическое сопротивление КУ не должно превышать значений, обусловленных требованиями производителей газотурбинных установок, при которых достигаются заявленные параметры эффективности ГТУ;
- конструкция трубной системы водогрейного КУ должна обеспечивать возможность полного опорожнения КУ, а также проведения его промывок и консервации;
- конструкция КУ должна допускать монтаж укрупнёнными блоками. Укрупнённые блоки должны быть полностью изготовлены на заводе, пройти все виды испытаний и обеспечивать возможность проведения монтажа;
- конструкция КУ в составе ГТУ-ТЭЦ должна предусматривать байпасный газоход отвода отходящих газов ГТУ для возможности работы как по электрическому графику нагрузок, так и по тепловому графику;
- байпасный и основной газоходы котла-утилизатора в составе ГТУ-ТЭЦ должны оснащаться газоплотными клапанами, не допускающими пропуск продуктов сгорания.

3.2.2.13. КУ должны иметь следующие показатели надёжности:

- расчётный срок эксплуатации котла – не менее 40 лет;
- коэффициент готовности - не менее 0,98;
- срок эксплуатации между капитальными ремонтами – не менее 6

лет;

- расчётный ресурс работающих под давлением элементов котла должен составлять не менее 200 000 часов.

3.2.2.14. **Перспективные технологии:**

- применение технологии противоабразивного защитного покрытия тракта топливоподачи и пылеприготовления;
- применение технологических систем, обеспечивающих возможность дополнительной утилизации тепла уходящих газов;
- внедрение технических решений, обеспечивающих сжигание в котле расширенного диапазона углей:
  - сжигание твёрдых топлив в циркулирующем кипящем слое (ЦКС);
  - вихревое сжигание твёрдых топлив;
- модернизация существующих газовых котлов для использования их в качестве КУ для цикла ПГУ;
- внедрение систем автоматизированного ведения режима горения в котле;
- внедрение системы сухого золошлакоудаления;
- применение автоматизированной системы технической диагностики поверхностей нагрева.

3.2.3. **Турбинное оборудование ТЭС**

3.2.3.1. При проектировании нового строительства и реконструкции ТЭС, техническом перевооружении и модернизации турбинного оборудования действующих ТЭС должны выполняться следующие условия:

- должны предусматриваться конструктивные решения для выполнения бороскопирования проточной части, позволяющие осуществлять визуальный осмотр ступеней рабочих и направляющих лопаток на остановленной турбине без вскрытия цилиндров;
- турбина должна быть обеспечена необходимыми средствами автоматизированного контроля (мониторинга) вибрационного состояния, состояния термонапряжённых узлов и деталей турбины;
- турбина должна обеспечивать регулирование нагрузки в пределах регулировочного диапазона по диспетчерскому графику;
- должна быть обеспечена возможность балансировки ротора на собственных подшипниках;
- предельные характеристики турбин по надёжности и эффективности:
  - срок службы – не менее 40 лет;
  - коэффициент готовности - не менее 0,98;
  - срок эксплуатации между капитальными ремонтами – не менее 6 лет, при условии выполнения требований Правил ТОиР.

3.2.3.2. Конструкция турбины должна обеспечивать её надёжную

работу в течение всего установленного ресурса при расчётных параметрах влажности пара на последних ступенях турбины.

3.2.3.3. Система автоматического регулирования турбины должна:

- устойчиво выдерживать заданные электрическую и тепловую нагрузки и обеспечивать возможность их плавного изменения;
- устойчиво поддерживать частоту вращения ротора турбины на холостом ходу и плавно её изменять (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;
- удерживать частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины;
- обеспечивать готовность к участию энергоблока (турбины) в регулировании частоты и перетоков активной мощности в соответствии с требованиями НПА.

3.2.3.4. В комплекте поставляемого оборудования должны быть предусмотрены необходимые приспособления и специальные инструменты для выполнения ремонтных работ (в объёме типового капитального ремонта).

3.2.3.5. Требования к паровым турбинам:

- полный назначенный ресурс паровой турбины должен составлять не менее 250 000 часов;
- при новом строительстве в составе паросиловых энергоблоков должны применяться турбины с параметрами свежего пара не менее 12,8 МПа, 555°С;
- турбина должна обеспечивать длительную работу в диапазоне мощности 30-100%;
- парораспределение турбины должно быть дроссельным, применение соплового парораспределения должно быть обосновано;
- должно быть обеспечено надёжное соединение лопаток с ротором в течение всего срока службы, предусматривающее возможность их замены при необходимости;
- применение высокогерметичных уплотнений с композитными материалами штоков регулирующих клапанов цилиндров высокого давления для турбин мощностью более 50 МВт, в сбросных и стопорных клапанах.

3.2.3.6. При модернизации паровых турбин и вспомогательного оборудования должны приоритетно рассматриваться следующие технические решения:

- снижение потери давления в пароподводящих органах с 5 до 2 % за счёт оптимизации трассировки паропроводов и применения радиально-осевого или тангенциального подвода пара в ЦВД, ЦСД, ЦНД;

- использование сильфонных компенсаторов в паротурбинных установках;
- разделение отсоса паровоздушной смеси, удаляемой из конденсатора, регенеративных и сетевых подогревателей для углубления вакуума;
- переход на режим самоуплотнения концевых уплотнений цилиндров;
- применение цельнофрезерованных бандажей рабочих колёс турбины;
- переход на регулируемые отборы (теплофикационные) пара;
- применение систем шарикоочистки конденсаторов.

3.2.3.7. Требования к газовым турбинам:

- при разработке проектной документации на строительство и ТПиР объектов генерации с использованием газотурбинных технологий в качестве основного оборудования должны предусматриваться ГТУ отечественного производства, либо степень локализации производства турбины должна соответствовать требованиям Постановления Правительства Российской Федерации от 17.07.2015 №719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации»;
- ГТУ и вспомогательное оборудование должны обеспечивать непрерывную, бесперебойную работу при любых нагрузках во всех диапазонах климатических условий площадки ТЭС без перегрева, превышения уровня вибрации и шума;
- при установке на площадке нескольких ГТУ их конструкция должна быть однотипной, позволяющей обеспечивать взаимозаменяемость элементов турбины, компрессора, камеры сгорания, блоков топливных и масляных агрегатов, элементов САУ, а также отдельных узлов и деталей;
- при новом строительстве необходимо применять ГТУ, конструкция которой обеспечивает её поузловой ремонт в станционных условиях;
- конструкция ГТУ должна обеспечивать возможность технического осмотра сборочных единиц и деталей без вскрытия дополнительных элементов, периодического бороскопирования проточной части, позволяющей на ранней стадии выявлять развивающиеся дефекты камеры сгорания, направляющих и рабочих лопаток компрессора, турбины газогенератора и силовой турбины;
- комплексная воздухоочистительная установка должна иметь противообледенительную защиту элементов очистки и шумоглушения;
- САУ ГТУ должна предусматривать интеграцию в АСУТП энергоблока со всеми функциями мониторинга и управления;
- оборудование ГТУ должно быть выполнено в виде блочных конструкций, максимально готовых к монтажу.

3.2.3.8. При планировании капитальных ремонтов необходимо

предусматривать совмещение операций по вскрытию цилиндров с операциями по контролю металла.

3.2.3.9. При выполнении капитального ремонта вспомогательного насосного оборудования турбоустановок преимущественным является метод агрегатного ремонта с восстановлением готовности и технико-экономических показателей оборудования, с применением оценки технического состояния на основе вибродиагностики, оценки напорно-расходных характеристик и иных методов.

3.2.3.10. **Запрещается** (с учетом положений п. 3.2.1.3) при новом строительстве применять ГТУ без утилизации тепла. В исключительных случаях, при соответствующем технико-экономическом обосновании, ГТУ без утилизации тепла могут применяться как пиковые источники электроэнергии.

3.2.3.11. **Перспективные технологии:**

- строительство новых газовых электростанций с использованием парогазового цикла на базе отечественных технологий;
- применение энергоблоков на базе газовых турбин класса F;
- применение технологии использования износостойких покрытий на рабочих лопатках последних ступеней паровых турбин с целью снижения эрозионного износа;
- применение автоматизированных систем, реализующих функции мониторинга и диагностики турбинного оборудования ТЭС.

3.2.4. **Водоподготовительное оборудование ТЭС**

3.2.4.1. При проектировании нового строительства и реконструкции, техническом перевооружении и модернизации водоподготовительного оборудования действующих ТЭС должны выполняться следующие условия:

- должна предусматриваться автоматизация комплекса ВПУ, обеспечивающая оптимальное выполнение процессов водоприготовления и их надёжности, сокращение затрат на эксплуатацию и обслуживание установок;
- должен обеспечиваться регулярный мониторинг качества исходной воды. При необходимости в проектную схему ВПУ вносятся изменения, учитывающие скорректированные данные по качеству воды;
- оборудование, трубопроводы и арматура водоподготовительных установок и установок очистки конденсата, поверхности которых соприкасаются с коррозионно-активной средой, должны быть защищены антикоррозионным покрытием, соответствующим характеристикам среды, или изготовлены из коррозионностойких материалов.

3.2.4.2. При разработке и проектировании вновь сооружаемых ВПУ технология подготовки воды должна определяться на основании технико-экономического обоснования с учётом качества исходной воды. Эксплуатация водоподготовительного оборудования допускается только после результатов функциональных испытаний, выполняемых:

- после монтажа оборудования ВПУ при вводе её в эксплуатацию;

- при изменении в процессе эксплуатации состава исходной воды, питающей ВПУ (смене источника водоснабжения или ухудшении качества исходной воды);
- при изменении требований к качеству подпиточной воды;
- при ухудшении регламентированных функциональных показателей ВПУ;
- при увеличении производительности ВПУ, техническом перевооружении или модернизации отдельных групп оборудования.

3.2.4.3. Режим эксплуатации ВПУ и водно-химический режим должны обеспечивать работу электростанций, котельных и тепловых сетей без повреждений и снижения экономической эффективности, вызванных коррозией внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов, а также образованием накипи, шлама.

3.2.4.4. При эксплуатации действующих ВПУ для снижения объёмов и загрязнённости сточных вод должны реализовываться следующие мероприятия по снижению потребления воды на собственные нужды:

- организация схем повторного использования регенерационной воды химводоочистки, использование воды пробоотборных точек;
- организация режима работы ВПУ в соответствие с режимно-наладочными испытаниями.

3.2.4.5. **Запрещается** применение систем водоподготовки, не обеспечивающих очистку сточных вод.

3.2.4.6. **Перспективные технологии:**

- применение комбинированных установок малореагентной системы ВПУ;
- использование технологии противоточного ионирования;
- использование технологии обессоливания на основе мембранных методов.

3.2.5. **Вспомогательное оборудование ТЭС**

3.2.5.1. Вспомогательное оборудование электростанции должно обеспечивать работу основного оборудования во всех режимах, предусмотренных проектом, требованиями НПА и НТД, в том числе обеспечивать гарантированное участие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты.

3.2.5.2. Системы технического водоснабжения должны обеспечивать:

- надёжное и эффективное охлаждение оборудования ТЭС;
- эффективную конденсацию пара в конденсаторах паровых турбин;
- надёжное обеспечение исходной водой оборудования ВПУ и системы гидрозолоудаления.

3.2.5.3. Для ТЭС в районах с сейсмичностью 7, 8 и 9 баллов береговые насосные станции и водозаборные сооружения поверхностных вод

должны рассчитываться на проектные нагрузки, соответствующего сейсмического воздействия с коэффициентом не менее 1,5.

3.2.5.4. Градирни должны обеспечивать минимальный капельный унос, устойчивое и нормативное охлаждение циркуляционной воды.

3.2.5.5. Испарительные градирни и брызгальные бассейны следует располагать по отношению друг к другу, к ОРУ и открытым площадкам установки трансформаторов с учётом взаимного влияния и розы ветров.

3.2.5.6. Градирни должны быть оборудованы средствами малой механизации для производства ремонтных работ на вентиляторной группе и проведения технического обслуживания, в том числе для закрытия и открытия воздушных проёмов и зачистки внутренней поверхности чаши градирни.

3.2.5.7. При расположении в условиях возможного обледенения, должны быть предусмотрены конструктивные решения, снижающие гололёдообразование на ответственных узлах градирни, а также должны быть оборудованы стационарные системы снеготаяния.

3.2.5.8. Инженерные сети ТЭС, кроме сетей водопровода и канализации, трубопроводов систем пожаротушения, трубопроводов технического и циркуляционного водоснабжения рекомендуется предусматривать надземными.

3.2.5.9. Вспомогательное оборудование с мощностью электродвигателя более 50 кВт, работающее в переменном режиме, должно оснащаться устройством частотного регулирования или плавного пуска.

3.2.5.10. При работе ТЭС на твёрдом топливе топливно-транспортное хозяйство должно оснащаться комплексами входного контроля для отбора проб с подвижного состава до разгрузки в целях контроля основных параметров качества топлива на соответствие условиям договора поставки топлива.

3.2.5.11. Выбор системы механизации угольного склада должен определяться технико-экономическим обоснованием с учётом климатических условий района размещения электростанции, расхода и качества топлива. При поставке смерзающегося топлива топливное хозяйство ТЭС должно быть оборудовано размораживающими устройствами.

3.2.5.12. При новом строительстве угольного склада ТЭС должно быть обеспечено раздельное хранение топлива, имеющего различные характеристики, с автоматизированным учётом поступления и расходования топлива.

3.2.5.13. При строительстве новых и ТПиР действующих угольных ТЭС, проектами систем золошлакоудаления должна быть обеспечена:

- максимальная механизация и автоматизация всех технологических процессов, связанных с золошлакоудалением;
- максимальная ориентация золошлакоудаления на обеспечение полезного применение золошлаков в качестве попутных продуктов сжигания угля для производства продукции, выполнения работ или оказания услуг с учетом технико-экономического обоснования

применения таких систем для каждой конкретной ТЭС.

3.2.5.14. При разработке проектов систем золошлакоудаления необходимо предусматривать возможность отгрузки золы и шлака на переработку в объёме текущего выхода и размещение невостребованной части ЗШО на золошлаковых хранилищах с максимальным сохранением их свойств для последующего использования.

3.2.5.15. Система газоснабжения ГТУ должна обеспечивать бесперебойную подачу газа с заданными параметрами при внеплановом переходе на резервную газодожимную компрессорную установку.

3.2.5.16. Оборудование теплофикационной установки ТЭС должно обеспечивать режим работы тепловой сети в соответствии с принятым температурным графиком и гидравлическим режимом.

3.2.5.17. Подпиточно-сбросные устройства должны поддерживать заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и останове сетевых насосов. Должна быть предусмотрена защита обратных трубопроводов от внезапного повышения давления.

3.2.5.18. Арматура, управляемая электроприводом, должна быть спроектирована для эксплуатации в закрытых помещениях с температурой в пределах –30 ÷ +50°С и относительной влажностью не более 95%. Арматура без электропривода должна допускать работу при температуре до 70°С.

3.2.5.19. Быстродействующие отсекающие клапаны, предназначенные для быстрого отключения подачи топлива, должны приводиться в действие электроприводами, которые могут работать от аккумуляторных батарей или других систем аварийного питания.

3.2.5.20. Конструкция клапана регулирующей арматуры для жидких сред должна предусматривать защиту внутренних частей клапана от попадания инородных предметов.

3.2.5.21. Конструктивный тип арматуры должен определяться проектом.

3.2.5.22. Выбор технологии и установки очистки дымовых газов должен осуществляться с учетом обеспечения нормативов содержания загрязняющих веществ в уходящих газах, надежной работы в диапазоне видов и марок топлива предусмотренным проектом, автоматизации технологического процесса, минимизации потребления электроэнергии, возможностью увеличения степени очистки, обоснованной проектом.

3.2.5.23. **Запрещается** выбор теплообменного оборудования без учёта качественного состава нагреваемой, охлаждаемой среды.

3.2.5.24. **Перспективные технологии:**

- применение системы сухого золошлакоудаления;
- интеграция САУ вспомогательного оборудования в верхний уровень АСУТП;
- применение системы автоматизированного измерения расхода топлива при проектировании строительства и реконструкции ТЭС,

техническом перевооружении систем топливоподачи твёрдого топлива;

- применение технологий, обеспечивающих придание ЗШО свойств вторичных продуктов сжигания топлива, допускающих их длительное безопасное хранение на открытых площадках и дальнейшее полезное использование.

3.3. Геотермальные электростанции

3.3.1. **Общие требования к ГеоЭС**

3.3.1.1. При создании, эксплуатации и ТПиР ГеоЭС должны обеспечиваться следующие требования:

- технические решения должны приниматься на основании утверждённого проекта разработки месторождения теплоэнергетических вод, обеспечивающего комплексное использование имеющихся тепловых ресурсов геотермального месторождения с получением максимально возможного КПД;
- обеспечение надёжности, максимальной экономической эффективности и ремонтопригодности сооружений геотермального комплекса;
- обеспечение режимов работы ГеоЭС в базовом режиме с КИУМ не менее 0,80-0,85 с целью повышения эффективности эксплуатации ГеоЭС и геотермального месторождения;
- при выборе технических решений учитывать наличие в воздухе сероводорода и агрессивность первичного теплоносителя и рабочей среды.

3.3.1.2. При проектировании нового строительства геотермальных электростанций должно быть обеспечено:

- создание системы автоматизированного дистанционного мониторинга состояния, параметров работы эксплуатационных и контрольных скважин, оценки состояния запасов месторождения;
- использование промежуточной оценки состояния, параметров работы скважин, уточнения геотермальных запасов месторождения на среднесрочный и долгосрочный период.

3.3.1.3. Требования к учёту специфики агрессивной среды:

- электрооборудование собственных нужд, АСУТП, релейной защиты геотермальных электростанций необходимо монтировать в специальных помещениях с обеспечением подачи избыточного давления воздуха, очищенного от сероводорода. Монтаж оборудования вне зон специальных помещений допускается в шкафах, с обеспечением подачи избыточного давления отфильтрованного воздуха и возможности контроля состояния оборудования без открытия шкафов;
- коммутационные устройства, вынесенные из защищённых фильтрационных зон и помещений, должны иметь степень защиты IP 54, согласно ГОСТ 14254-2015 «Межгосударственный стандарт. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»;
- монтажные платы электронных устройств должны быть покрыты лаком для создания лучшей защиты от сульфида водорода, лак должен

сохранять свои защитные свойства не менее 15 лет;

- использование медных сборных шин и кабелей допускается только при условии их лужения по всей длине, покрытия специальным лаком или использовании иных технологий, исключающих контакт с агрессивной средой.

3.3.1.4. **Запрещается**:

- при новом строительстве и ТПиР применение кадмия, серебра или серебряных сплавов, мельхиора, хрома, меди или медных сплавов, включая изделия из латуни, фосфористой бронзы в элементах, контактирующих с внешней средой без реализации мероприятий по минимизации воздействия коррозионно-активной среды;
- эксплуатация генерирующего оборудования ГеоЭС без установки систем мониторинга, контроля вибрационного состояния и виброзащиты (за исключением турбоагрегатов установленной мощностью менее 25 МВт).

3.3.1.5. **Перспективные технологии**:

- применение полного контура освоения тепловых ресурсов в составе ГеоЭС с использованием отечественных технологий вторичного вскипания и бинарных циклов;
- применение автоматизированных автономных генерирующих установок с использованием низкопотенциальных тепловых источников на базе отечественных технологий.

3.3.2. **Основное оборудование ГеоЭС**

3.3.2.1. Для турбинного оборудования ГеоЭС должны выполняться требования к паровым турбинам, приведенные в пунктах 3.2.3.1-3.2.3.5, с учётом специальных условий. Для турбин ГеоЭС следует выполнять следующие требования:

- предельные характеристики турбин по надёжности и эффективности:
  - нормативный срок службы не менее 40 лет;
  - минимальный срок между капитальными ремонтами со вскрытием цилиндра не менее трёх лет;
  - коэффициент готовности не менее 0,98;
- должна быть предусмотрена возможность проведения регулярной промывки лопаток проточной части турбогенератора и концевых уплотнений на работающей турбине для удаления солеотложения.

3.3.2.2. При проектировании и изготовлении турбин ГеоЭС применять коррозионностойкие стали и сплавы. Лопатки последней ступени турбины должны быть защищены от эрозии.

3.3.2.3. Материал корпуса конденсатора и элементы его внутреннего устройства, арматура, трубопроводы должны быть стойкими к воздействию сероводорода и других геотермальных газов, в том числе растворённых в конденсате.

3.3.2.4. При разработке проектного решения способ утилизации

неконденсирующихся газов (рассеивание в атмосфере, закачка в геотермальный пласт или применение альтернативной технологии) должен выбираться на основании технико-экономического расчёта.

3.3.2.5. Выбор места рассеивания необходимо производить с учётом минимизации воздействия агрессивных газов на эксплуатируемое оборудование геотермальной электростанции.

3.3.2.6. Запорные вентили в импульсных линиях по пару, сепарату и маслу должны быть выполнены из коррозионностойкой стали.

3.3.2.7. Для турбогенераторов ГеоЭС, кроме общих требований к турбогенераторам, установленных в разделе 3.12.3.2, должны выполняться следующие специальные требования:

- бандажные кольца ротора генератора должны изготавливаться из алюминия или коррозионностойких сплавов, устойчивых к влиянию сероводорода;
- должно быть обеспечено оцинкование крепежа и стальных деталей турбогенератора.

3.3.2.8. При выполнении проектных работ должна рассматриваться возможность применения бесщёточных систем возбуждения, а также покрытие элементов конструкции ротора и статора турбогенератора, включая токоведущие части, эмалями на эпоксидной основе (с обоснованием эффективности внедрения).

3.3.3. **Системы подготовки пара и технического водоснабжения ГеоЭС**

3.3.3.1. В зависимости от качественного состава исходного теплоносителя допускается одно или двухступенчатая сепарация.

3.3.3.2. Конструкция сепаратора системы подготовки пара должна обеспечивать:

- срок службы не менее 40 лет;
- межремонтный период в объёме капитального ремонта должен составлять не менее 8 лет.

3.3.3.3. Сепараторы должны обеспечивать с учётом промывки пара на выходе качественные показатели пара, обеспечивающие долговременную надёжность пароводяного тракта с учетом применяемых материалов.

3.3.3.4. При изготовлении сепаратора необходимо применять материалы с учётом коррозионных свойств геотермального теплоносителя.

3.3.3.5. Конструкция сепаратора должна обеспечивать:

- возможность демонтажа всех элементов внутреннего устройства сепараторов для удаления отложений;
- возможность доступа в пространство за пароотбойными щитами и решётками в случае невозможности полной разборки внутренних элементов аппарата.

3.3.3.6. Система измерения уровня должна быть нечувствительна к колебаниям давления и наличию геотермальных газов в сепарируемой среде.

3.3.3.7. При проектировании и последующем изготовлении систем технического водоснабжения, следует применять:

- градирни с несущими конструкциями из стеклонаполненых пластиков;
- градирни с несущими конструкциями из металла, покрытого пластиком в заводских условиях;
- градирни с несущими конструкциями из металла, защищённого напылением алюминием;
- сульфатостойкий бетон;
- трубопроводы, изготовленные из базальтопластика или нержавеющей стали 08Х22Н6Т в соответствии с ГОСТ 25054-81 «Поковки из коррозионностойких сталей и сплавов. Общие технические условия»;
- незащищённые конструкции, изготовленные из нержавеющей стали со свойствами, не уступающими стали марки 08Х22Н6Т в соответствии с ГОСТ 25054-81 «Поковки из коррозионностойких сталей и сплавов. Общие технические условия» или алюминия.

3.3.4. **Обустройство геотермального месторождения**

3.3.4.1. Выбор точки заложения геотермальных скважин должен производиться на основании результатов геофизических, геологических и гидрогеологических исследований и моделирования геотермального поля.

3.3.4.2. Проектирование новых скважин необходимо производить с учётом исключения их воздействия на существующие продуктивные скважины.

3.3.4.3. Обустройство оголовков скважин, трубопроводы должны проектироваться с учётом обеспечения минимизации потерь геотермального флюида, условий дренирования, отключений, испытаний, ремонтов и технического обслуживания, без останова других скважин. Геотермальные скважины должны быть обеспечены контрольно-измерительными приборами, обеспечивающими удалённый контроль параметров теплоносителя (в том числе расход, давление и температура) и контроль состояния самой скважины.

3.3.4.4. Выбор района реинжекции (обратной закачки) должен производиться с учётом полной приемистости всего объёма отработанного теплоносителя в реинжекционный резервуар с исключением влияния на продуктивный горизонт геотермального месторождения.

3.3.4.5. Изоляция на трубопроводах конденсата и на паропроводах должна быть из силиката кальция, минеральной ваты, перлита или апробированного аналогичного материала, с укрытием алюминиевыми кожухами (либо полимерными материалами, не подверженными сероводородной коррозии). Крепление кожухов должно соответствовать требованиям коррозионной стойкости и выдерживать ветровые и снеговые нагрузки. На всех изолированных трубопроводах, к которым имеется доступ персонала, необходимо учитывать требования по санитарной безопасности материала.

3.3.4.6. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР трубопроводов месторождений:

- изоляцию из стекловолокна (или другую сжимаемую изоляцию) на паропроводах с температурой выше 120 °С;
- изоляцию, содержащую хлориды, для трубопроводов из нержавеющей стали.

3.3.4.7. **Перспективные технологии:**

- применение систем непрерывного мониторинга геотермального поля с интеграцией в АСУТП.

3.4. Ветровые электростанции

3.4.1. Общие требования к ВЭС

3.4.1.1. Выбор типа, количества и номинальной мощности ВЭУ в составе ВЭС должен быть выполнен на основании комплексного анализа ветроэнергетических, технических и экономических характеристик с учётом стоимости оборудования и всех коммуникаций, затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание ВЭС.

3.4.1.2. ВЭС должна обеспечивать возможность дистанционного управления параметрами технологического режима работы средствами дистанционного управления субъекта оперативно-диспетчерского управления (для ВЭС более 5 МВт) и от устройств противоаварийной автоматики с целью предотвращения нарушения устойчивости и (или) предотвращения недопустимых перегрузок ЛЭП и оборудования.

3.4.1.3. ВЭС должна иметь возможность дистанционного мониторинга состояния и режимов ее работы.

3.4.1.4. При разработке проектной документации в отношении ВЭС должны быть рассмотрены основные этапы организации строительства ВЭС с технологическими схемами доставки оборудования на площадку, схемами монтажа основных элементов и перечнем необходимого грузоподъёмного оборудования.

3.4.2. Основные требования к ВЭУ

3.4.2.1. Должна быть предусмотрена полная заводская готовность и блочная поставка основных компонентов ВЭУ.

3.4.2.2. Рекомендуемая единичная электрическая мощность ВЭУ для районов децентрализованного энергообеспечения – до 500 кВт.

3.4.2.3. При работе в составе энергосистемы ВЭУ должна обеспечивать возможность снижения активной мощности, выдаваемой в электрическую сеть, вплоть до полного её отключения посредством управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики с целью предотвращения нарушения устойчивости и (или) предотвращения недопустимых перегрузок ЛЭП и оборудования.

3.4.2.4. Должна быть предусмотрена полная автоматизация всех технологических процессов с возможностью ручного управления.

3.4.2.5. Должно быть обеспечено адаптированное исполнение элементов, конструкций и оборудования для конкретных климатических условий площадки расположения ВЭУ.

3.4.2.6. Электротехническое оборудование ВЭУ должно иметь параметры и характеристики, обеспечивающие выдачу электроэнергии (мощности) во всех нормальных и экстремальных условиях работы ВЭУ, предусмотренных проектной документацией.

3.4.2.7. Должна быть предусмотрена защита ВЭУ от повреждений и ненормальных режимов работы, не требующая вмешательства дежурного персонала.

3.4.2.8. Система торможения должна быть способна привести ветроколесо в состояние холостого хода или его полной остановки из любого рабочего состояния.

3.4.2.9. Должны быть предусмотрены способы и средства, которые обеспечивают возможность полной остановки ветроколеса при опасном состоянии холостого хода при любой скорости ветра, меньшей, чем предельная скорость, установленная для технического обслуживания и ремонта, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 54418.1-2012 «Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 1. Технические требования».

3.4.2.10. Оборудование ВЭУ должно быть ремонтопригодным.

3.4.2.11. Компоновка оборудования ВЭУ должна обеспечивать рациональную механизацию и автоматизацию технического обслуживания и ремонтных работ.

3.4.2.12. Для ВЭУ, пуск которых предусмотрен в состоянии обледенения, совместно с поставляемым оборудованием должна быть предоставлена инструкция по выполнению данной операции.

3.4.2.13. **Запрещается** выбор ВЭУ, не соответствующей климатическим условиям, классу по экстремальной скорости ветра и турбулентности (в соответствии с условиями на площадке размещения по результатам ветромониторинга).

3.4.2.14. **Перспективные технологии:**

- ВЭУ с горизонтально-осевым расположением ротора, безредукторные, оснащённые облегчённой системой монтажа или самоподъёмные, с модульным фундаментом заводской готовности;

3.5. Солнечные электростанции

3.5.1. Общие требования к СЭС

3.5.1.1. Выбор типа, количества и номинальной мощности ФЭМ в составе СЭС должен быть выполнен на основании комплексного анализа параметров инсоляции, технических и экономических характеристик с учётом стоимости оборудования и всех коммуникаций, затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание СЭС.

3.5.1.2. СЭС должна обеспечивать возможность дистанционного управления параметрами технологического режима работы средствами дистанционного управления субъекта оперативно-диспетчерского управления (для ВЭС более 5 МВт) и от устройств противоаварийной автоматики с целью предотвращения нарушения устойчивости и (или) предотвращения недопустимых перегрузок ЛЭП и оборудования.

3.5.1.3. СЭС должна иметь возможность дистанционного мониторинга состояния и режимов ее работы.

3.5.2. **Основное оборудование СЭС**

3.5.2.1. Требования к фотоэлектрическим модулям:

- КПД модуля не менее 12%;
- климатическое исполнение должно соответствовать отметкам температуры окружающей среды в соответствии с конкретными условиями площадки;
- срок эксплуатации не менее 20 лет;
- наличие сертификата качества или соответствия требования стандартов, предусмотренными условиями поставки.

3.5.2.2. Требования к инверторам:

- КПД инвертора не ниже 95%;
- мощность, потребляемая инвертором без нагрузки, не выше 1% от величины его рабочей (номинальной) мощности;
- форма сигнала выхода инвертора выбирается в зависимости от характера потребления электроэнергии СЭС.

3.5.2.3. Требования к поддерживающим и опорным конструкциям ФЭМ:

- выбор между стационарными (неподвижными) и трекерными (отслеживающими положение солнца) опорными конструкциями фотоэлектрических модулей должен производится на основе технико-экономического расчета СЭС;
- при расположении модулей в несколько рядов не допускается взаимное затенение поверхности ФЭМ;
- выбор опорных конструкций ФЭМ должен производиться в соответствии с требованиями производителя оборудования и действующими НТД, с учётом обеспечения надёжности функционирования СЭС на всех стадиях жизненного цикла.

3.5.2.4. Требования к автоматизации СЭС:

- защита электрических цепей фотоэлектрических модулей от токов короткого замыкания и перегрузок;
- автоматическое включение модулей на параллельную работу при достижении минимальной рабочей освещённости при соблюдении ограничений по току включения;
- автоматическое отключение и останов ФЭМ при снижении освещённости ниже минимальной или выходе из строя фотоэлектрического

модуля;

- система автоматического слежения за положением солнца с регулировкой угла наклона ФЭМ к горизонту и ориентации по сторонам света (если применяется трекерная система установки модулей).

3.5.2.5. **Перспективные технологии:**

- применение двухсторонних фотоэлектрических модулей;
- применение фотоэлектрических модулей с КПД более 20%.

3.6. Генерирующие объекты малой мощности

3.6.1. Общие требования к объектам малой мощности

3.6.1.1. При создании, эксплуатации и ТПиР генерирующих объектов малой мощности должно быть обеспечено:

- надёжное и эффективное покрытие требуемой электрической и тепловой нагрузки в районах децентрализованного энергообеспечения;
- эффективное использование топливно-энергетических ресурсов при производстве тепловой и электрической энергии за счёт:
  - замещения существующих объектов генерации, вывод из эксплуатации, которых необходим по техническому состоянию, экономически эффективными и современными объектами генерации энергии, в том числе с увеличением доли использования более дешёвых местных энергоресурсов;
  - внедрения энергоустановок и электростанций, использующих возобновляемые энергоресурсы, включая гибридные энергоустановки в составе дизель-генераторов и СЭС, дизель-генераторов и ВЭУ;
- сокращения вредных выбросов в окружающую среду.

3.6.1.2. При проектировании объектов генерации малой мощности в технологически изолированных от энергосистемы районах необходимо учитывать перспективы строительства электрических сетей до данного района.

3.6.1.3. **Перспективным направлением** является применение гибридного энергокомплекса с использованием ВИЭ и автоматизированной системы управления генерацией и потреблением в децентрализованном секторе энергообеспечения.

3.6.2. Дизельные электростанции и мини-ТЭЦ установленной мощностью 5 МВт и менее

3.6.2.1. При новом строительстве и ТПиР должны выполняться следующие условия:

- должно применяться оборудование, учитывающее климатические условия расположения энергоисточника;
- основное оборудование дизельных электростанций ДЭС должно быть унифицировано по типу и размерности первичных двигателей;
- в целях повышения экономичности ДЭС рекомендуется

предусматривать утилизацию тепла отходящих газов (отсутствие утилизации должно иметь техническое обоснование);

- в здании ДЭС должны быть предусмотрены бытовые и вспомогательные помещения для персонала (при наличии проектного обоснования).

3.6.2.2. При компоновке ДЭС из нескольких агрегатов в блок-модулях контейнерного исполнения, для обеспечения выполнения технологических процессов необходимо предусматривать ремонтную площадку для размещения деталей дизеля и генератора во время ремонта.

3.6.2.3. Общее количество дизельных электроагрегатов, устанавливаемых в ДЭС должно определяться числом рабочих и резервных агрегатов.

3.6.2.4. Суммарная мощность рабочих дизельных электроагрегатов должна покрывать максимальную расчётную нагрузку с учётом собственных нужд ДЭС и обеспечивать запуск электродвигателей.

3.6.2.5. При проектном выборе типа, количества и единичной мощности дизельных электроагрегатов ДЭС необходимо учитывать:

- суточный и сезонный график нагрузок потребителей;
- параметры оборудования в конкретных климатических условиях площадки строительства;
- мощность и количество требуемых резервных агрегатов.

3.6.2.6. Оборудование ДЭС должно быть ремонтопригодным, иметь свободный доступ к узлам и деталям.

3.6.2.7. При выборе марки применяемого дизельного топлива (летнее, зимнее или арктическое) следует учитывать климатические условия площадки строительства ДЭС и особенности поставки и хранения топлива.

3.6.2.8. При организации комбинированного производства электрической и тепловой энергии технико-экономическим обоснованием должны рассматриваться следующие варианты:

- создание мини-ТЭЦ при модернизации, реконструкции котельных с дооснащением их электрогенерирующими агрегатами;
- создание мини-ТЭЦ при модернизации, реконструкции ДЭС с дооснащением их системой утилизации тепла и при необходимости дополнительными теплогенерирующими мощностями;
- строительство новой ТЭЦ.

3.6.2.9. У каждого КУ ДЭС на выхлопном тракте перед КУ должен устанавливаться переключающий клапан (шибер), предусматривающий возможность переключения подачи выхлопных газов в КУ или в байпасный газоход, минуя котел. Конструкция клапана должна исключать возможность закрытия шибера на газоходе к дымовой трубе при закрытом шибере КУ.

3.6.2.10. **Запрещается:**

- применение при новом строительстве головных образцов дизель-генераторов ДЭС, не имеющих положительного опыта эксплуатации более трёх лет;

- применение в топливных системах ДЭС трубопроводной арматуры из серого чугуна.

3.6.2.11. **Перспективные технологии:**

- применение ГПУ, работающих на продуктах газификации угля, биогазе;
- применение гибридных энергокомплексов с использованием ВИЭ и систем хранения энергии и автоматизированной системой управления генерацией в районах децентрализованного энергообеспечения.

3.7. ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее

3.7.1. При проектировании нового строительства ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее следует отдавать предпочтение створам, компоновочным решениям и основным параметрам ГЭС, предусматривающим:

- минимизацию технических мероприятий в части подготовки зоны затопления и СВМ;
- сооружение ГТС классом не выше III, сооружение ГТС классом выше III, должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, с учетом всего жизненного цикла ГЭС и одобрено НТС ПАО «РусГидро»;
- количество агрегатов должно обосновываться с учетом требований минимизации стоимости СВМ, главной схемы, строительной и технологической части ГЭС, а также рабочей мощности, необходимой для обеспечения КИУМ, безопасного пропуска повышенных расходов, условий нормальной эксплуатации;
- минимизацию категории ГЭС по антитеррористической защищенности.

3.7.2. На стадии обоснования инвестиций проекта строительства ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее должна быть выполнена оценка воздействия на окружающую среду, включая водно-биологические ресурсы, с использованием данных натурных наблюдений и определены затраты на компенсационные мероприятия на стадиях строительства и эксплуатации;

3.7.3. При проектировании нового строительства ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее должны быть обеспечены следующие параметры КИУМ:

- не менее 25% для ГЭС установленной мощностью 26-50 МВт;
- не менее 30% для ГЭС установленной мощностью 16-25 МВт;
- не менее 35% для ГЭС установленной мощностью 6-15 МВт;
- не менее 40% для ГЭС установленной мощностью 5 МВт и менее.

Для ГЭС, расположенных в районах децентрализованного электроснабжения КИУМ должен определяться с учетом требований по надежности электроснабжения потребителей.

3.7.4. При проектировании нового строительства ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее следует отдавать предпочтение техническим решениям, обеспечивающим автономную работу ГЭС (без постоянного

присутствия оперативного персонала) с возможностью дистанционного управления:

- должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие дистанционное управление и контроль состояния оборудования, сооружений и систем ГЭС;
- должны применяться оборудование и системы удаленного мониторинга и диагностики, необходимые для реализации вида ремонта по техническому состоянию;
- средства автоматизации и защит должны автоматически без вмешательства персонала обеспечивать выполнение установленных ограничений работы основного и вспомогательного оборудования, исключать возможность развития аварийных ситуаций, в том числе при необходимости за счёт самодиагностики;
- при проектировании систем мониторинга, диагностики, связи и технологического управления необходимо предусматривать необходимые и достаточные требования, установленные НПА и НТД в области оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления, в том числе предусматривать дистанционное управление режимом работы ГЭС;
- распределительное устройство ГЭС должно отвечать требованиям подстанции нового поколения.

3.7.5. Общие требования при проектировании нового строительства и ТПиР ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее:

- должно быть предусмотрено применение ограниченного набора внедряемых типов оборудования (типизация и унификация видов применяемого оборудования), а также типизация проектных решений с использованием ограниченного набора унифицированных конструктивных элементов сооружений и оборудования с высокой заводской готовностью, должно рассматриваться приоритетное применение типовых образцов гидросилового оборудования;
- при проектировании здания ГЭС предпочтение должно отдаваться быстровозводимым сооружениям с применением сборных металлоконструкций и сэндвич-панелей;
- системы пожаротушения гидрогенераторов и вспомогательного электротехнического оборудования генератора, должны применяться в случаях и объемах, предусмотренных НПА;
- применение маслохозяйства должно быть исключено, при этом должны быть предусмотрены оборудованные места для хранения необходимого запаса масла в таре;
- строительство административно-хозяйственных корпусов и других зданий, не связанных с производственным процессом, должно быть исключено;
- в качестве источника резервного питания следует отдавать предпочтение аккумуляторными батареям СОПТ, использование ДГУ должно обосновываться технико-экономическим расчетом с учетом присоединенной

нагрузки.

- при устройстве водопропускных сооружений предпочтение следует отдавать водосбросам, не имеющим регулирующего механического оборудования;
- гидромеханическое оборудование (затворы) ГЭС должно иметь собственные приводы, исключающие необходимость применения кранов
- для снижения затрат на техническое обслуживание и ремонт оборудования должен быть обеспечен выбор малообслуживаемого оборудования (в том числе основного гидросилового) с увеличенным сроком эксплуатации и длительным межремонтным периодом и (или) не требующего капитального ремонта;
- системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, водоснабжения, очистки загрязненных стоков, должны проектироваться исходя из требований технологического процесса, в части обеспечения условий работы персонала с учетом уровня автоматизации производственных процессов.

3.7.6. При проектировании нового строительства и ТПиР МГЭС установленной мощностью 5 МВт и менее должны применяться технические решения предусматривающие:

- автоматическую работу ГЭС, предусматривающую обслуживание оперативно-выездными бригадами;
- состав и функции РЗиА и АСУ ТП в объеме, обеспечивающим надежное отключение основного гидросилового оборудования, работу механического оборудования, необходимого для обеспечения безопасности ГТС, с выдачей сигнализации на удаленный пункт управления, при условии выполнения минимально необходимых требований НПА и НТД;
- отказ от стационарного кранового оборудования;
- приоритетное использование естественной вентиляции и кондиционирования здания ГЭС.

3.7.7. При эксплуатации ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее условия организации ремонта и технического обслуживания должны предусматривать исключение наличия постоянного ремонтного персонала на ГЭС, при этом должна быть предусмотрена территория для размещения временных сооружений с бытовыми и административно-хозяйственными помещениями, с подводом необходимых коммуникаций.

3.7.8. Для низконапорных ГЭС должно рассматриваться применение водопропускных сооружений типа «плавкая вставка».

3.7.9. **Запрещается:**

- применение в качестве водопропускного сооружения разборного напорного фронта с поворотными фермами;
- сооружение ГЭС на селеопасных руслах без соответствующих защитных мероприятий;
- применение струегенераторов в качестве рыбозащитных устройств (при проектировании строительства ГЭС).

3.7.10. **Перспективные технологии:**

- применение быстровозводимых конструкций (в том числе возводимым безкотлованным способом), конструкций из тонкостенного и сборного железобетона, конструкций с применением композитных и геосинтетических материалов;
- применение лабиринтных нерегулируемых водосливов;
- применение электромеханических линейных приводов в системах регулирования гидроагрегатов;
- применение энергоблоков ГЭС установленной мощностью 5 МВт и менее заводской комплектации в контейнерном исполнении;
- установка ГЭС установленной мощностью 5 МВт и менее на технологических трубопроводах и гидравлических системах в местах наличия сосредоточенного перепада давления (напора);
- использование ветроэнергетических установок и модулей солнечных батарей в составе производственного комплекса ГЭС, в целях повышения эффективности объектов ВИЭ.

3.8. Отопительные и производственно-отопительные котельные

3.8.1. При создании, эксплуатации и ТПиР котельных должно быть обеспечено эффективное использование топливно-энергетических ресурсов.

3.8.2. На котельных должны выполняться мероприятия, обеспечивающие:

- поддержание требуемого водно-химического режима;
- своевременную очистку поверхностей нагрева котельного и теплообменного оборудования;
- снижение неплотностей газовоздушного тракта;
- работоспособность технологической автоматики;
- своевременные режимно-наладочные работы на оборудовании:
  - плановые – не реже одного раза в 5 лет для котлов на твёрдом и жидком топливе и не реже одного раза в 3 года для котлов на газообразном топливе;
  - внеочередные – при модернизации и реконструкции котлов; при изменении характеристик сжигаемого топлива; при систематических отклонениях фактических показателей работы котлов от нормативных характеристик, указанных в режимной карте;
- требуемый гидравлический и температурный режим;
- работоспособность приборов учёта расхода энергоносителей.

3.8.3. При проектировании, техническом перевооружении и модернизации оборудования котельных должны разрабатываться и выполняться мероприятия по снижению технологических потерь и повышению эффективности производства тепловой энергии, в том числе:

- установка котлов малой мощности для обеспечения оптимального режима работы в неотопительный период. Рациональное распределение нагрузки между работающими котлами;
- перевод при соответствующем технико-экономическом обосновании паровых котлов в водогрейный режим (организация работы котельной полностью в водогрейном режиме, включая обеспечение деаэрации подпиточной воды и собственных нужд котельной без использования пара);
- утилизация тепловой энергии непрерывной продувки котлов;
- применение при соответствующем технико-экономическом обосновании когенерационной установки на базе паровых турбин малой мощности для обеспечения электрической энергией собственных нужд за счёт редуцирования пара.

3.8.4. В энергетических районах, теплоснабжение в которых осуществляется от нескольких локальных котельных, при соответствующем технико-экономическом обосновании, должны разрабатываться мероприятия по выводу из эксплуатации неэффективных котельных с переводом потребителей на более эффективные.

3.8.5. В энергетических районах, имеющих в системе централизованного теплоснабжения ТЭЦ и районные котельные, должны обеспечиваться мероприятия по приоритетности загрузки ТЭЦ.

3.8.6. На ТЭЦ, дальнейшая эксплуатация электрогенерирующего оборудования которых нецелесообразна и которые являются единственными теплоисточниками в эффективном радиусе теплоснабжения, должны выполняться мероприятия по переводу данных теплоисточников в режим котельных. Технические решения по переводу должны определяться технико-экономическим обоснованием, исходя из следующих сценариев развития:

- реконструкция в режим водогрейной котельной;
- реконструкция со снижением рабочих параметров существующих паровых котлов;
- строительство новой котельной преимущественно модульного типа.

3.8.7. При новом строительстве и ТПиР теплоисточников должны применяться оборудование и сооружения в модульном исполнении.

3.8.8. Объёмно-планировочные решения зданий котельных должны обеспечивать применение конструкций с максимальной степенью сборности транспортабельных деталей и изделий, позволяющих производить монтаж зданий и сооружений круглогодично, в том числе в условиях низких температур.

3.8.9. Котельные, предназначенные для работы на твёрдом топливе (угле, торфе, сланцах, древесных отходах и т.д.), должны быть оборудованы установками для очистки дымовых газов от золы. При превышении расчетных нормативов допустимых выбросов оксидов серы необходимо рассматривать оборудование котельных средствами сероочистки при необходимом технико-экономическом обосновании.

3.8.10. Для котельных, работающих на сернистом топливе (уголь, мазут, дизельное топливо), при наличии риска образования в газоходах конденсата от водяных паров, присутствующих в уходящих газах, следует предусматривать организацию схемы рециркуляции теплоносителя или защиту от коррозии внутренних поверхностей газоходов.

3.8.11. Тепловая схема котельной должна выполняться с разделением сетевого и котлового контуров. При соответствующем технико-экономическом обосновании, с учётом качества сетевой воды и гидравлического режима тепловых сетей, допускается одноконтурная схема.

3.8.12. Схема сетевых внутрикотельных трубопроводов должна обеспечивать возможность локализации отдельных участков и предотвращение затопления помещений и оборудования котельной в случае повреждения трубопроводов.

3.8.13. **Перспективные технологии**:

- применение автоматизированных модульных твёрдотопливных котельных;
- применение автоматизированных модульных электрических котельных индукционного нагрева.

3.9. Электрические сети

3.9.1. Общие требования к электрическим сетям, схемы построения

3.9.1.1. При проектировании, строительстве и ТПиР электрических сетей должны учитываться требования, установленные:

- методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утверждаемыми Минэнерго России;
- методическими указаниями по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35 - 750 кВ, утверждаемыми Минэнерго России;
- методическими указаниями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ, утверждаемыми Минэнерго России;
- методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утверждёнными Минэнерго России.

3.9.1.2. При создании, эксплуатации и ТПиР электрических сетей должны быть обеспечены:

- требуемые показатели надёжности электроснабжения, регламентируемые НПА;
- минимизация потерь электроэнергии;
- обеспечение (при наличии технической возможности и соблюдении установленных правил) недискриминационного доступа к электрическим сетям;
- обновление производственных объектов электрических сетей путём ТПиР;
- развитие оперативно-технологического управления

электрическими сетями, в том числе повышение наблюдаемости, управляемости режимами работы электрических сетей;

- повышение эффективности функционирования и капиталовложений за счёт обоснованного упрощения главных схем при ТПиР и новом строительстве, применения малообслуживаемого комплектного оборудования, технических решений, обоснованных технико-экономическим расчётом.

3.9.1.3. Применение цифровых технологий при строительстве и реконструкции электрических сетей должно иметь технико-экономическое обоснование с учетом обеспечения надежности функционирования объектов в соответствующих климатических условиях.

3.9.1.4. При развитии электросетевого комплекса должны применяться:

- оборудование (при соответствующем технико-экономическом обосновании) в конструктивном исполнении, обеспечивающем возможность организации диагностического мониторинга технического состояния под рабочим напряжением без его отключения;
- средства и системы online-диагностики с функцией удалённого доступа к оперативной (ретроспективной) информации о техническом состоянии оборудования, возможностью передачи оперативной информации в АСУТП.

3.9.1.5. При развитии электросетевого комплекса должны выполняться следующие требования к схемам:

- при разработке схемы электрической сети должны быть обеспечены требования по электроснабжению энергопринимающих устройств в соответствии с установленной категорией надёжности (с учётом наличия и возможности установки резервных источников питания);
- должны использоваться преимущественно типовые схемные решения, обеспечивающие построение сети из унифицированных элементов;
- должны учитываться существующая конфигурация сети в рассматриваемом районе, прогнозируемый уровень нагрузок потребителей, схемы и программы развития электроэнергетики в рассматриваемом районе, прогнозируемое развитие объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств третьих лиц требования внестадийных работ «Схема выдачи мощности», «Схема внешнего электроснабжения»;
- не рекомендуется создание прямых связей между электростанциями (без промежуточных отборов мощности), для чего их необходимо прокладывать через крупные узлы нагрузки;
- для ограничения уровней токов КЗ следует предусматривать соответствующие технические решения, а как временную меру до их реализации - схемные и режимные мероприятия;
- протяженность ЛЭП должна ограничиваться техническими и экономическими показателями. (Отступление от данного требования допускается при наличии соответствующего обоснования).

3.9.1.6. Развитие распределительной сети энергосистем должно быть направлено на:

- обеспечение выдачи электрической мощности, распределенной (местной) генерации;
- обеспечение надёжного питания узлов нагрузки.

3.9.1.7. Расчётные климатические условия должны пересматриваться с учётом статистики метеорологических наблюдений и опыта эксплуатации оборудования электрических сетей.

3.9.1.8. Формирование и актуализация карт районирования по гололёду должен выполняться в соответствии с Требованиями по плавке гололёда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утверждаемыми Минэнерго России.

3.9.1.9. На объектах электросетевого хозяйства при нарушениях в электрической сети, в том числе при потере электрической связи с сетью, должны обеспечиваться:

- электроснабжение собственных нужд, в том числе системы пожаротушения;
- работоспособность устройств РЗА, систем связи, автоматизированных систем технологического управления и телемеханики;
- бесперебойность питания цепей оперативного постоянного тока;
- энергоснабжение технологического комплекса ЦУС.

3.9.1.10. При новом строительстве должно рассматриваться применение элементов «умных» сетей (Smart Grid):

- для дистанционного управления сетями, повышения надёжности потребителей, обеспечения присоединения энергопринимающих устройств и генерирующих объектов, организации сетевого резервирования – управляемые выключатели нагрузки, реклоузеры;
- развитие дистанционного управления объектами электрических сетей из ЦУС и ДЦ;
- для регулирования напряжения в сети – вольтодобавочные трансформаторы;
- применение «интеллектуальных» приборов учёта с программируемой логикой и возможностью передачи информации субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии;
- для оптимиации загрузки элементов электрической сети, посредством перераспределения потоков мощности, и обеспечения устойчивой работы энергосистем – фазоповоротные устройства.

3.9.1.11. Для повышения управляемости сети 6-35 кВ необходимо осуществлять автоматизацию в следующих направлениях:

- отключение ответвлений выключателями нагрузки или реклоузерами;
- применение секционирующих пунктов или пунктов АВР, оснащённых микропроцессорными устройствами РЗА;

- наличие АПВ на линейных выключателях центров питания и на секционирующих пунктах ВЛ;
- обеспечение передачи телеметрической информации в ОДГ РЭС и ЦУС;
- реализация дистанционного управления коммутационными аппаратами.

3.9.1.12. При проектировании фундаментов опор строящихся или реконструируемых ЛЭП и ПС должно обеспечиваться применение типовых технических решений с использованием преимущественно конструкций заводского изготовления.

3.9.1.13. **Перспективные технологии:**

- технологии, обеспечивающие цифровой обмен данными между устройствами РЗА, системами связи и учета, позволяющие реализовать дистанционное управление эксплуатационным состоянием и режимом работы оборудования электрических сетей, а также контроль его технического состояния;
- применение технологий на основе постоянного тока, для связи изолированных энергорайонов и передачи электроэнергии на дальние расстояния.

3.9.2. **Воздушные линии электропередачи**

3.9.2.1. При проектировании и ТПиР ВЛ должны выполняться следующие требования:

- должны внедряться системы мониторинга и диагностики технического состояния ЛЭП без их отключения;
- ВЛ 35-220 кВ должны оснащаться современными системами ОМП ЛЭП;
- должны применяться конструктивные и технические решения, препятствующие гибели птиц от электрического тока.

3.9.2.2. Комплектация, размещение и маршруты доставки аварийного резерва конструкций ВЛ должны разрабатываться с учётом обеспечения необходимых сроков доставки к месту повреждения, возможности и сроков пополнения израсходованных запасных частей, материалов и оборудования, оптимальных затрат на транспортировку и хранение, с учётом требований Методических указаний по формированию аварийного запаса для объектов электросетевого хозяйства, утверждаемых Минэнерго России.

3.9.2.3. Элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью расчетных климатических условий 1 раз в 25 лет для конкретных климатических условий расположения сетевого объекта.

3.9.2.4. В зоне действия малой авиации и в местах пересечения с автодорогами должна быть предусмотрена маркировка ЛЭП в соответствии с требованиями НПА и НТД.

3.9.2.5. При проектировании нового строительства и ТПиР ВЛ в

районах с экстремальными климатическими условиями должны выполняться следующие требования:

- организацию и проведение плавки гололёдно-изморозевых отложений, организацию контроля за гололёдообразованием на проводах и грозозащитных тросах ЛЭП необходимо осуществлять с учётом Требований по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утверждённых Минэнерго России;
- в районах прохождения ВЛ, характеризующихся интенсивным гололёдообразованием, налипанием снега, возможными сильными ветрами, частой и интенсивной пляской проводов, необходимо предусматривать использование опор, проводов, грозозащитных тросов и линейной арматуры с повышенной механической прочностью. Для особо значимых ВЛ рекомендуется установка устройств автоматического обнаружения и контроля образования гололеда с применением геоинформационных систем, применение уменьшенных длин анкерных пролётов, полимерных междуфазных распорок, поддерживающих V-образных гирлянд изоляторов с раздельным креплением к опоре;
- на побережьях морей, в промышленных районах и районах засоленных песков, а также прилегающих к ним районах с атмосферой воздуха типов II и III требуется применять провода с антикоррозийной защитой;
- в местности, характеризующейся низовыми и торфяными пожарами, высота подвеса провода и материал опор должны обосновываться при разработке проектной документации с учетом минимизации негативного влияния повышенной температуры, дыма и огня;
- в зоне с грозовой деятельностью 20 грозовых часов и более для защиты ВЛ и подходов к подстанциям преимущественно должна применяться тросовая защита (грозотрос) и (или) устанавливаться ОПН, а также длинно-искровые или мультикамерные разрядники (для ВЛ 6-35 кВ), подвесная изоляция с повышенной импульсной прочностью. Целесообразность и вид защиты от грозовых перенапряжений должны определяться технико-экономическим расчетом.

3.9.2.6. Применяемые грозозащитные тросы должны обладать требуемой механической, термической и коррозионной стойкостью.

3.9.2.7. При наличии технической возможности, с целью снижения затрат, обусловленных использованием земельных участков, электросетевое оборудование, включая реклоузеры, вольтодобавочные трансформаторы, выключатели нагрузки, разъединители, приборы учета и т.д., рекомендуется устанавливать на конструктивных элементах ЛЭП.

3.9.2.8. При проектировании нового строительства и реконструкции ВЛ 110 - 220 кВ должны применяться сталеалюминевые провода:

- традиционных конструкций в соответствии с требованиями ГОСТ 839-80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия», либо провода с улучшенными характеристиками на основании технико-экономического сравнения;

- с повышенной коррозионной стойкостью сердечников из стали плакированной алюминием для ВЛ, расположенных вблизи береговой зоны морей и загрязнённых промышленных зон;
- профилированные (компактированные) провода (при расчётном сечении провода традиционных типов 185 мм^2 и выше): в областях со значительными ветровыми/гололёдными нагрузками, при наличии протяжённых анкерных участков, для больших переходов, для ВЛ с возможностью возникновения перегрузок в период поставарийных режимов, в районах с высокими температурами воздуха и солнечной активностью, при увеличении пропускной способности действующих линий, при построении кольцевых схем сети, при выполнении ВЛ на высотных опорах.

3.9.2.9. При проектировании нового строительства и реконструкции ВЛ 35 кВ должно рассматриваться применение встроенных в грозозащитный трос ВОЛС, либо самонесущих оптических кабелей.

3.9.2.10. При проектировании нового строительства и реконструкции ВЛ 6-35 кВ следует применять:

- самонесущие оптические кабели для организации по ним современных каналов связи (при наличии обоснования);
- пункты секционирования и пункты автоматического включения резерва с устройствами телемеханики, дистанционным управлением в сетях 6-10 кВ на протяженных ответвлениях;
- защищенные СИП при условии: прохождения ВЛ по селитебной территории; лесным массивам; невозможности обеспечения габаритных расстояний при прохождении в стеснённых условиях; совместной подвеске с ВЛ с изолированным СИП 0,4 кВ; устройстве шлейфов для присоединения ТП наружной установки к разъединителю 6-10 кВ.

3.9.2.11. При проектировании нового строительства и реконструкции ВЛ 0,4 кВ:

- ВЛ 0,4 кВ как правило должны выполняться в трёхфазном 4-проводном исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии (магистрали) от подстанций 6-10/0,4 кВ;
- сечение проводов ВЛ 0,4 кВ следует выбирать в соответствии с требованием ПУЭ (п.1.3.25), при этом на магистралях ВЛ 0,4 кВ сечение проводов следует принимать, как правило, не ниже 50 мм2 (по алюминию), с учетом дальнейшего развития сети;
- при прокладке по зданиям и сооружениям, территории лесных массивов и организации ввода в здания и сооружения, а при технико-экономическом обосновании по территории населенных пунктов, ВЛ 0,4 кВ должны выполняться с использованием изолированных СИП;
- для всех подключаемых абонентов до 1000 В при выдаче технических условий необходимо предусматривать установку устройств контроля потребляемой мощности (по заявленной мощности);
- должны применяться конструкции опор и других элементов ВЛ 0,4 кВ, позволяющие выполнение работ без снятия напряжения (специальные

способы крепления проводов, съёмные зажимы и др.).

3.9.2.12. Срок службы изолированных и неизолированных проводов и тросов на ВЛ должен быть не менее 25 лет.

3.9.2.13. При проектировании конструкции фундаментов опор в случае установки в условиях Крайнего Севера и вечной мерзлоты следует применять фундаменты с применением современных свайных конструкций.

3.9.2.14. Для защиты фундаментов опор, а также грунта в условиях вечной мерзлоты от растепления, необходимо проводить работы по укреплению фундаментов специальной песчано-гравийной смесью.

3.9.2.15. Должны выполняться следующие требования к опорам ЛЭП:

- должны быть обеспечены требуемая надёжность электроснабжения и безопасность персонала при эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах, наличие стационарных анкерных точек и анкерных линий и т.д.);
- стальные опоры, стальные детали железобетонных и деревянных опор и конструкций, металлоконструкции фундаментов, U-образные болты, крепежные изделия следует защищать от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего или термодиффузионного цинкования;
- для промышленных и приморских районов дополнительно к цинкованию следует применять стойкие лакокрасочные покрытия;
- в конструкции стальных решётчатых опор должны предусматриваться антивандальные мероприятия, исключающие раскручивание болтовых соединений.

3.9.2.16. При проектировании нового строительства и реконструкции ВЛ 35-220 кВ должны применяться следующие типы опор:

- стальные опоры многогранных и решётчатых конструкций;
- опоры на основе железобетонных центрифугированных стоек, как правило секционированных;
- стальные свободностоящие анкерно-угловые опоры жёсткой конструкции для ВЛ 110-220 кВ;
- стальные свободностоящие опоры на ВЛ 110-220 кВ, проходящие по землям сельскохозяйственного назначения;
- композитные опоры с изолирующими траверсами в районах с умеренными климатическими условиями, возможностью круглогодичного проезда, наличием грунтов с хорошей несущей способности при наличии технико-экономического обоснования на участках с повышенными требованиями к эстетике опор, на участках с агрессивными условиями среды по отношению к железобетону, металлу (морские побережья и т.п.).

3.9.2.17. При проектировании нового строительства и реконструкции ВЛ 0,4-10 кВ должны применяться следующие типы опор:

- на основании технико-экономического сравнения железобетонные или деревянные антисептированные опоры;
- в районах по гололёду IV и выше, в труднодоступной и горной

местности, где затруднена доставка железобетонных опор, в местностях со скалистыми грунтами (с учётом соблюдения архитектурного стиля при прохождении ВЛ в населённых пунктах) предпочтение должно отдаваться деревянным антисептированным опорам;

- в качестве анкерных и угловых опор в стеснённых условиях, при невозможности установки укосов и выполнения оттяжек, а также в качестве промежуточных при повышенных требований к эстетике и соответствующем технико-экономическом обосновании могут применяться металлические многогранные опоры;
- композитные опоры при соответствующем технико-экономическом обосновании, в том числе в населенных пунктах с учётом необходимости соблюдения архитектурного стиля.

3.9.2.18. Срок службы опор должен составлять:

- для деревянных опор - не менее 40 лет;
- для железобетонных опор - не менее 50 лет;
- стальных решётчатых - не менее 60 лет.

3.9.2.19. В качестве оттяжек опор ВЛ 220 кВ следует применять стальные канаты, оцинкованные по группе «особо жесткая» (по условиям ГОСТ 7372-79 «Проволока стальная канатная. Технические условия»).

3.9.2.20. Для контроля напряжения и установки переносного заземления на ВЛ с СИП необходимо устанавливать стационарные зажимы с адаптерами в местах, определяемых при разработке проектной документации исходя из условий эксплуатации.

3.9.2.21. Выбор количества и типа изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должен производится с учётом местных условий, актуальных карт загрязнения изоляции.

3.9.2.22. Гирлянды изоляторов ВЛ 35-220 кВ должны быть снабжены защитной арматурой, препятствующей повреждению провода крепежными элементами.

3.9.2.23. На пересечениях ВЛ 110 кВ и выше с инженерными коммуникациями и больших переходах должны применяться двухцепные натяжные гирлянды стеклянных изоляторов с раздельным креплением к траверсе опор.

3.9.2.24. Срок службы арматуры должен соответствовать сроку службы проводов, тросов.

3.9.2.25. **Перспективные технологии:**

- применение изолированных проводов на ВЛ 110 кВ;
- применение высокотемпературных проводов на линиях с большой токовой нагрузкой;
- применение проводов с повышенной устойчивостью к налипанию мокрого снега и гололеда;
- применение систем мониторинга и диагностики состояния ВЛ 110 кВ и выше, в том числе с использованием оптоволоконного кабеля,

размещаемого на ВЛ (встроенного в грозозащитный трос или фазный провод);

- развитие технологий неразрушающего контроля состояния в целях обеспечения перехода к ремонту на основе оценки технического состояния ВЛ без их вывода из работы, мониторинг текущего состояния элементов ВЛ, в том числе с применением беспилотных летательных аппаратов;
- внедрение робототехнических комплексов, передвигающихся по проводам ВЛ для смазывания проводов водоотталкивающей смазкой;
- применение автоматизированных систем раннего обнаружения гололёдообразования и распределённого контроля температуры оптического волокна при плавке гололёда на грозозащитном тросе и фазном проводе со встроенным оптоволоконном кабелем и непосредственного контроля температуры провода при плавке гололёда;
- применение линейной арматуры из немагнитных материалов;
- применение на ВЛ 6,10-35 кВ снегоотталкивающих колец, препятствующих налипанию снега на провода;
- применение парожидкостных термосифонов (термостабилизаторов) с целью поддержания мёрзлого состояния грунта в основаниях опор;
- применение для смешанных ЛЭП (кабельно-воздушных) элементов ОМП по участкам.

3.9.2.26. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР:

- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, собранные последовательной (порёберной) сборкой защитной оболочки типа ШПУ;
- гасители вибрации одночастотные типа ГВН, ГПГ;
- стальной грозозащитный трос без антикоррозионного покрытия.

3.9.3. **Кабельные линии электропередачи**

3.9.3.1. При выборе схемы построения КЛ 6-10 кВ необходимо учитывать следующие требования:

- основным принципом построения КЛ 6-10 кВ в городах следует принимать петлевые или многолучевые схемы (2 и более луча) со связанными лучами в петлевую схему (смешанные схемы) и, как правило, с ручным включением резервной линии, а при соответствующем проектном обосновании – 2-лучевые схемы с автоматическим включением резерва. Выбор схемы построения следует осуществлять на основании технико-экономического анализа;
- при отсутствии достаточного количества ячеек в центрах питания построение сетей в городах следует осуществлять с применением распределительных пунктов, распределительных подстанций 6-10/0,4 кВ или соединительных пунктов 6-10 кВ;

- распределительные или соединительные пункты 6-10 кВ и распределительные подстанции 6-10/0,4 кВ необходимо выполнять в виде отдельно стоящих объектов;
- в районах малоэтажной застройки следует применять подстанции наружной установки.

3.9.3.2. При проектировании нового строительства, эксплуатации или ТПиР КЛ должны выполняться следующие требования:

- на напряжении 6 кВ и выше должны применяться силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- кабельные линии 110-500 кВ должны быть оснащены системой диагностики, предусматривающей контроль уровня частичных разрядов и (или) температуры нагрева;
- в парковых зонах и заповедниках при строительстве КЛ подвеску силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена (высоковольтного самонесущего кабеля) необходимо выполнять на опорных конструкциях (опорах ВЛ) без вырубки просек;
- для монтажа КЛ необходимо рассматривать кабельную арматуру на основе термо и холодно усаживаемых элементов;
- для подводной прокладки должны применяться бронированные кабели и арматура, имеющие герметичные конструкции;
- в зонах сейсмической активности, в горной местности должны применяться бронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и прокладка в специальных инженерных сооружениях, обеспечивающих защиту от механических повреждений;
- при прокладке в пучинистых и просадочных грунтах необходимо применять силовой кабель с проволочной броней;
- при необходимости прокладки КЛ классом напряжения 6 кВ и выше в защитной трубе, должны применяться трубы повышенной термостойкости (категории ПВ-0).

3.9.3.3. Срок службы КЛ (кабелей и кабельной арматуры) должен составлять не менее 30 лет.

3.9.3.4. Выбор сечения экрана и способ его заземления должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном и послеаварийном режимах работы.

3.9.3.5. Транспозиционные колодцы должны сооружаться обслуживаемого типа с выполнением внешней гидроизоляции и защиты от доступа посторонних лиц.

3.9.3.6. Арматура КЛ должна иметь максимальную степень заводской готовности.

3.9.3.7. Материалы, применяемые для кабельной полимерной арматуры, должны быть устойчивыми к внешним воздействиям солнечной радиации, климатическим условиям Крайнего Севера, вечной мерзлоты, повышенной влажности и иным внешним разрушающим факторам, а также обладать высокими диэлектрическими свойствами.

3.9.3.8. При прокладке КЛ в условиях городской застройки, особо охраняемых природных территорий, при пересечении объектов транспортной инфраструктуры рекомендуется в приоритетном порядке рассматривать технологию горизонтально-направленного бурения.

3.9.3.9. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР:

- АПВ для ЛЭП 110 кВ и выше, выполненные полностью в кабельном исполнении;
- силовые кабели, не удовлетворяющие современным требованиям по показателям пожарной безопасности и содержанию больших концентраций токсичных продуктов горения;
- силовые кабели с бумажно-масляной изоляцией и заполнением натуральными органическими маслами, в том числе в алюминиевой оболочке (возможно применение в исключительных случаях при соответствующем проектном обосновании);
- трубы, предназначенные для механической защиты кабельных линий на напряжение 6 кВ и выше, изготовленные в соответствии с требованиями ГОСТ 18599-2001 «Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия», ГОСТ Р 50838-2009 «Трубы из полиэтилена для газопроводов» и ГОСТ Р МЭК 61386-2014 «Трубные системы для прокладки кабелей»;
- пофазную прокладку кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена в отдельных металлических трубах или иных защитных кожухах из материала с магнитными свойствами.

3.9.4. **Распределительные устройства и подстанции**

3.9.4.1. Выбор принципиальных схем РУ электростанций и подстанций должен производиться предпочтительно по типовым схемам в соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008 ПАО «ФСК ЕЭС» («Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения) с проектным обоснованием.

Указанный стандарт применяется до вступления в силу соответствующих нормативных актов, утверждаемых Минэнерго России в развитие ПТФЭС, и (или) соответствующих национальных стандартов.

3.9.4.2. При проектировании нового строительства и реконструкции в электрических сетях и электрических станциях в приоритетном порядке должно рассматриваться применение подстанций или РУ нового поколения.

3.9.4.3. При проектировании нового строительства и реконструкции РУ его компоновка должна учитывать возможное расширение на основании имеющейся информации о перспективном развитии прилегающей сети (для РУ подстанций) или увеличения установленной мощности генерирующего объекта (для РУ электростанций), в том числе необходимо рассматривать целесообразность установки резервных ячеек.

3.9.4.4. Оборудование РУ наружной установки должно обеспечивать характеристики изготовителя на всём возможном диапазоне

климатических факторов.

3.9.4.5. В зонах холодного климата с минимальной температурой ниже -50˚С, а также в зонах со снежным покровом более 1,5 м применение закрытой компоновки РУ предпочтительно.

3.9.4.6. Металлоконструкции порталов, опорные конструкции под оборудование, строительные конструкции РУ должны применяться из материалов, стойких к коррозии, способами, приведёнными в рабочей документации.

3.9.4.7. На ОРУ 110-500 кВ предпочтительно применение жёсткой ошиновки высокой заводской готовности, как неизолированной, так и в защищённом исполнении. При применении жёсткой ошиновки необходимо учитывать сейсмичность района и климатические условия района размещения РУ.

3.9.4.8. При проектировании нового строительства или ТПиР оборудования РУ 35-220 кВ необходимо выполнять следующие требования:

- в населённых пунктах с плотной застройкой, культурно-исторических центрах, а также в районах с арктическим климатом, повышенным снегообразованием, гололёдом и ветром, с повышенной сейсмичностью, агрессивностью окружающей среды по отношению к металлическим и железобетонным конструкциям, а также повышенным содержанием в атмосферном воздухе веществ, ухудшающих условия работы изоляции, следует рассматривать приоритетное применение КРУЭ в здании, либо комплектные модули ячеек выключателей;
- на подстанциях и РУ 35-220 кВ необходимо предусматривать установку порталов для присоединения ВЛ.

3.9.4.9. При новом строительстве, ТПиР подстанций, РУ должны быть предусмотрены:

- система мониторинга технического состояния основного электрооборудования (трансформаторы, выключатели, ОПН);
- меры по предотвращению феррорезонанса в ячейках с трансформаторами напряжения, либо трансформаторы с защитой от этого явления;
- внедрение дистанционного управления коммутационными аппаратами;
- применение малообслуживаемого оборудования.

3.9.4.10. При проектировании нового строительства и ТПиР РУ 6-10 кВ должны выполняться следующие условия:

- РУ 6-10 кВ должны иметь закрытое исполнение, в том числе с ячейками модульного типа на базе вакуумных и элегазовых выключателей либо КРУН полной заводской готовности;
- должны применяться измерительные трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией, масляных герметичных или сухих трансформаторов собственных нужд.

3.9.4.11. При проектировании строительства и реконструкции РУ

должна быть обеспечена наблюдаемость основного оборудования 6 кВ и выше, включая сигнализацию об отклонении от нормального режима работы, возникновении неисправности и аварийном отключении, работы РЗА.

3.9.4.12. При проектировании, строительстве и ТПиР подстанций и распределительных устройств должны учитываться требования, установленные:

- методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утверждаемыми Минэнерго России;
- методическими указаниями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ, утверждаемыми Минэнерго России;
- методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утверждёнными Минэнерго России.

3.9.4.13. Подстанции, РУ должны оснащаться соответствующими инженерными системами, системами технологического наблюдения и безопасности, в том числе системами охранной сигнализации и контроля доступа на территорию подстанции, РУ.

3.9.4.14. Средства автоматизации, включая датчики, программируемые контроллеры, кабели, устройства сигнализации, должны иметь промышленное исполнение и соответствовать требованиям помехоустойчивости, электромагнитной совместимости, климатического исполнения, иметь необходимые сертификаты.

3.9.4.15. Основные требования к вновь строящимся подстанциям, РУ 35-220/6-10 кВ:

- комплексная автоматизация, обеспечивающая создание интегрированной системы управления технологическими процессами, РЗА, коммерческого учёта электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики с возможностью дистанционного (телеметрического) управления оборудованием;
- обеспечение резервируемыми каналами связи для передачи сигналов управления и состояния электрооборудования в центры управления, в том числе каналами голосовой связи.

3.9.4.16. В сетях с изолированной нейтралью при однофазных замыканиях на землю на ПС необходимо применять устройства для выявления конкретного присоединения (фидера) с повреждением.

3.9.4.17. Для защиты сборных шин и ошиновки на ПС 6-10 кВ должна быть предусмотрена функция дуговой защиты, реализованная в составе многофункционального терминала либо в виде отдельного устройства.

3.9.4.18. Для электроснабжения потребителей на напряжении 0,4 кВ следует применять, в основном, комплектные трансформаторные подстанции (ТП) 6, 10–35/0,4 кВ различных модификаций (столбовые, киоскового или закрытого типа).

3.9.4.19. В электрических сетях городов должны применяться малогабаритные, вписывающиеся в архитектуру города блочные комплектные

ТП нового поколения с элегазовыми комплектными распределительными устройствами и малогабаритными вакуумными выключателями.

3.9.4.20. На тупиковых подстанциях 35 кВ и ниже с присоединенными потребителями III категории по надёжности электроснабжения необходимость установки второго трансформатора должна определяться технико-экономическим обоснованием, в котором необходимо рассматривать альтернативные способы резервирования питания – установка дизель-генераторной электростанции, установка сетевого накопителя электроэнергии и т.п.

3.9.4.21. Требования к комплектным распределительным устройствам с элегазовой изоляцией:

- коммутационный и механический ресурс коммутационных аппаратов должен быть обеспечен на весь срок службы КРУЭ;
- должны быть укомплектованы системой мониторинга и диагностики (измерение плотности элегаза с возможностью визуального контроля, наличие встроенных датчиков ЧР с системой непрерывной сигнализации ЧР и возможностью подключения портативных устройств для расшифровки уровней и характера сигналов);
- конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового объёма без полного отключения КРУЭ;
- КРУЭ должны обеспечивать номинальные параметры при нижнем значении температуры в помещении до -5 °С, элегазовые токопроводы наружной установки – при температуре окружающего воздуха до -60 °С;
- в конструкции элегазовых токопроводов должны быть предусмотрены компенсирующие устройства в границах перепада температур и в границе разделения фундаментов здания КРУЭ и наружных опор токопроводов температурными швами;
- конструкция КРУЭ должна предусматривать возможность доступа обслуживающего персонала к каждому коммутационному аппарату (в том числе должны предусматриваться передвижные либо стационарные площадки обслуживания).

3.9.4.22. **Перспективные технологии:**

- компактные типовые терминалы отечественного производства, реализующие минимально необходимый набор функций и сигнализации, применяемые на подстанциях без постоянного присутствия оперативного персонала.

3.9.4.23. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР схемы первичных соединений подстанций 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями.

3.10. Тепловые сети

3.10.1. Общие требования к тепловым сетям

3.10.1.1. При строительстве, эксплуатации и ТПиР тепловых сетей должны быть обеспечены передача и распределение тепловой энергии с

заданным температурным и гидравлическим режимами и с минимальными тепловыми потерями, с учётом требований, регламентируемых Правилами технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утверждаемых Минэнерго России.

3.10.1.2. Гидравлический режим тепловых сетей должен быть организован исходя из условия обеспечения распределения расхода теплоносителя между подключенными системами теплопотребления пропорционально их тепловой нагрузке. Должно выполняться регулирование расхода теплоносителя изменением гидравлического сопротивления, устанавливаемых дросселирующих устройств на магистральных ответвлениях и вводах систем теплопотребления.

3.10.1.3. Схема и конфигурация тепловых сетей должны обеспечивать надёжность системы теплоснабжения. При необходимости должны приниматься проектные решения по:

- совместной работе источников тепловой энергии с организацией кольцевой схемы тепловых сетей;
- прокладке резервных теплопроводов при радиальных (тупиковых) схемах тепловых сетей;
- устройству резервных трубопроводных соединений между тепловыми сетями смежных тепловых районов.

3.10.1.4. При новом строительстве и ТПиР выбор типа прокладки трубопроводов (надземная, в каналах, бесканальная), применяемых материалов и оборудования должен определяться на основании технико-экономического обоснования с учётом:

- термической деформации трубопровода с учётом интенсивности изменений температуры теплоносителя;
- интенсивности внутренней коррозии с учётом водно-химического режима тепловых сетей;
- реальных условий прокладки теплотрассы, включая глубину промерзания и нагрузки от грунта;
- реальных условий эксплуатации трубопроводов.

3.10.1.5. Трубопроводы трасс горячего водоснабжения должны выполняться по циркуляционной схеме.

3.10.1.6. При проектировании строительных конструкций каналов тепловых сетей и камер следует предусматривать:

- устройство дренажных сетей, обеспечивающих водоудаление из камер и каналов;
- устройство гидроизоляции строительных конструкций каналов и камер;
- вентиляцию каналов.

3.10.1.7. Критерии определения необходимости и объёмов перекладки тепловых сетей, а также критерии определения границ участков, подлежащих перекладке, ремонту, частичной реконструкции, должны основываться на результатах современных методов диагностики и контроля

состояния тепловых сетей.

3.10.2. Тепловые трассы и конструкции трубопроводов

3.10.2.1. При новом строительстве и ТПиР тепловых сетей следует применять:

- предизолированные трубопроводы типа «труба в трубе»:
  - в пенополиуритановой изоляции и полиэтиленовой оболочке с системой оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции;
  - в пенополимерминеральной изоляции;
  - гибкие трубопроводы с системой оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции типа КАСАФЛЕКС и ИЗОПРОФЛЕКС;
- сильфонные компенсаторы, обеспечивающие полную герметичность компенсационных устройств, уменьшающие эксплуатационные затраты и сокращающие потери тепловой энергии с утечкой теплоносителя;
- шаровую запорную арматуру повышенной плотности, поворотные затворы.

3.10.2.2. Для предупреждения внутренней коррозии трубопроводов и оборудования СЦТ подпитка тепловых сетей должна производиться деаэрированной водой. Содержание растворённого кислорода в подпиточной воде должно составлять не более 50 мкг/дм^3, содержание свободной угольной кислоты – 0. В сетевой воде содержание растворённого кислорода не должно превышать 20 мкг/дм^3, содержание свободной угольной кислоты – 0.

3.10.2.3. Для контроля за внутренней коррозией водяных тепловых сетей и конденсатопроводов должен применяться метод оценки интенсивности процесса внутренней коррозии с помощью индикаторов коррозии.

3.10.2.4. Для защиты трубопроводов водяных тепловых сетей от наружной коррозии должны применяться современные антикоррозионные покрытия, которые соответствуют следующим требованиям:

- термостойкость: не менее 1875 ч при температуре 145-150 °С;
- термовлагостойкость: 50 циклов «увлажнение-сушка» (один цикл включает одно полное увлажнение тепловой изоляции, нанесённой на трубу с покрытием, с последующей сушкой при температуре 75-80 °С в течение пяти суток);
- стойкость в агрессивных средах: сохранение покрытием защитных свойств под воздействием кислого раствора pH = 2,5 в течение 3000 ч и щелочного раствора pH = 10,5 в течение 3000 ч (для металлизационных алюминиевых покрытий при pH = 4,5 и pH = 9,5);
- стойкость к воздействию приложенных электрических потенциалов: анодных плюс 0,5 В и плюс 1,0 В по 1500 ч при каждом значении и катодных минус 0,5 В и минус 1,0 В по 1500 ч при каждом значении.

3.10.2.5. Покрытия, предназначенные для применения в бесканальных прокладках тепловых сетей, должны быть устойчивы к истиранию.

3.10.2.6. При проектировании нового строительства и реконструкции тепловых сетей срок службы трубопроводов необходимо принимать не менее 30 лет.

3.10.2.7. При надземной прокладке для защиты тепловой пенополиуретановой изоляции, выполненной из сборных элементов, от воздействия влаги и солнечный лучей рекомендуется применение термоусадочной ленты типа «ТИАЛ» (термоизоляционная и антикоррозионная лента).

3.10.3. Тепловые пункты и насосные станции

3.10.3.1. Должна предусматриваться защита оборудования тепловых сетей и систем теплопотребления от недопустимых изменений давлений при несанкционированном:

- останове сетевых или подкачивающих насосов;
- закрытии (открытии) автоматических регуляторов, запорной арматуры.

3.10.3.2. В тепловых пунктах необходимо обеспечивать минимальный расход теплоносителя и снижение потерь тепла за счёт автоматического регулирования подачи теплоты (теплового потока) в системы отопления в зависимости от изменения параметров наружного воздуха.

3.10.3.3. При ТПиР тепловых пунктов необходимо предусматривать замену кожухотрубчатых теплообменников на пластинчатые, обеспечивающих улучшенную теплопередачу, высокую надёжность и минимально необходимую площадь для монтажа и эксплуатации теплообменного оборудования.

3.10.3.4. Схемы регулирования насосно-перекачивающих и насосных станций должны выполняться с применением частотно-регулируемых приводов и устройств плавного пуска.

3.10.3.5. Средства автоматизации и контроля должны обеспечивать работу тепловых пунктов без постоянного обслуживающего персонала.

3.10.3.6. Для учёта расхода тепловых потоков и расхода воды потребителями в тепловых пунктах должны предусматриваться приборы учёта тепловой энергии.

3.10.3.7. **Запрещается:**

- приёмка в эксплуатацию участков тепловых сетей с предизолированными трубопроводами с пенополиуритановой изоляцией без организации постоянного предварительного контроля качества монтажа и проведения комплекса измерений по сигнальным системам оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции;
- при реконструкции и новом строительстве тепловых сетей применение арматуры и приборов автоматики, предусматривающих

технологические протечки теплоносителя.

3.10.3.8. **Перспективные технологии:**

- применение неметаллических труб, разрешённых к использованию в соответствии с действующим законодательством и санитарными нормами, и правилами: полимерных, композитных стеклопластиковых и стеклобазальтовых;
- применение внутритрубной диагностики трубопроводов тепловых сетей с применением магнитного метода контроля состояния металла трубопроводов.

3.11. Здания и сооружения производственного назначения

3.11.1. Планирование промышленной площадки должно обеспечивать условия для производственного процесса с соблюдением минимально допустимых расстояний между зданиями и сооружениями, а также сообщение с автомобильными дорогами общего пользования или тупиковыми подъездами к территории производственного объекта.

3.11.2. Производственные здания и сооружения должны размещаться с учётом исключения вредного воздействия на работников, а также на здоровье и санитарно-бытовые условия жизни населения селитебной территории, прилегающей к промышленной площадке производственного объекта.

3.11.3. К зданиям и сооружениям по всей их длине должен быть обеспечен беспрепятственный подъезд противопожарной техники.

3.11.4. При наземном размещении инженерных сетей должна предусматриваться защита их от механических повреждений и неблагоприятного атмосферного воздействия.

3.11.5. Внутренние электрические сети, силовые кабельные и воздушные линии на территории промышленной площадки производственного объекта должны соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок.

3.11.6. Административные, складские, подсобные и бытовые помещения должны размещаться в зданиях отдельных от зданий производственного назначения.

3.11.7. При проектировании нового строительства и ТПиР зданий и сооружений производственного назначения необходимо:

- обеспечивать:
  - надёжность, долговечность и безопасность зданий и сооружений на всех стадиях жизненного цикла, а также минимальное воздействие на окружающую среду;
  - минимальный срок строительства и реконструкции при минимальных экономических затратах на эти мероприятия и дальнейшую эксплуатацию;
  - условия безопасного труда и соблюдения санитарно-

гигиенических норм при дальнейшей эксплуатации;

- надёжность основных и вспомогательных конструкций на всех стадиях их возведения;

- учитывать местные условия строительства (производственные возможности строительных организаций, парк оборудования, ожидаемые климатические условия на весь период строительства, а также всего нулевого цикла);
- максимально применять унифицированные типовые решения;
- учитывать факторы сейсмических воздействий для сейсмически опасных регионов;
- учитывать агрессивность окружающей среды;
- применять объёмно-планировочные решения зданий и сооружений, обеспечивающие возможность их ТПиР при изменении технологических процессов;
- применять современные и долговечные средства мониторинга параметров состояния;
- предусматривать базисные фундаментальные реперы и геодезические осадочные марки для наблюдения за осадкой фундаментов;
- использовать современные многослойные навесные «сэндвич - панели» и материалы из «лёгких» бетонов, обеспечивающие высокие теплоизоляционные свойства и простоту монтажа;
- использовать современные технологии и высококачественные материалы, отвечающие требованиям НТД в области экологической и пожарной безопасности, энергетической эффективности, а также обеспечивать повышенные характеристики долговечности, конструктивной прочности и надёжности, в том числе:
  - гидроизолирующие, теплоизолирующие, антикоррозионные и прочие материалы с увеличенным сроком службы и сроком межремонтного периода;
  - композитные или полимерные материалы;
- использовать материалы с соответствующими сертификатами в области качества и гигиены, разрешениями на применение;
- предусматривать проведение натурных наблюдений (мониторинг) в проектах оснований и фундаментов сооружений (особенно в случае применения новых или недостаточно изученных конструкций сооружений или их фундаментов). Состав, объём и методы мониторинга устанавливаются в зависимости от уровня ответственности сооружений, сложности инженерно-геологических условий и изученности применяемой конструкции;
- применять проектные решения, направленные на антитеррористическую защищённость и физическую защиту от несанкционированного доступа в помещения.

3.11.8. При проектировании оснований и фундаментов зданий и сооружений должны учитываться местные условия строительства, а также

имеющийся опыт проектирования, строительства и эксплуатации сооружений в аналогичных инженерно-геологических и гидрогеологических условиях.

3.11.9. При необходимости ввоза в здание крупногабаритных объектов должен быть предусмотрен соответствующий проезд.

3.11.10. При эксплуатации зданий и сооружений производственного назначения должно:

- обеспечиваться бесперебойное использование зданий и сооружений по назначению с осуществлением систематического технического обслуживания строительных конструкций по поддержанию их исправности и эксплуатационной пригодности;
- поддерживаться в работоспособном состоянии инженерные системы на всём протяжении эксплуатации.

3.11.11. Требования к размещению помещений в зданиях ГЭС предусмотрены в разделе 3.1.2 Технической политики, а также в Методических указаниях по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций.

3.11.12. К зданиям и сооружениям топливоподачи не допускается пристраивать склады для хранения огнеопасных веществ, помещения для хранения ацетилена и других горючих веществ.

3.11.13. Несущие и ограждающие конструкции зданий размораживающих устройств, надземных галерей конвейеров подачи топлива на угольный склад с узлами пересыпки должны проектироваться из негорючих материалов.

3.11.14. В помещениях водоподготовительных установок и складов реагентов следует предусматривать защиту от коррозии строительных конструкций, непосредственно соприкасающихся с агрессивной средой (ёмкости для хранения реагентов, полы в помещениях, каналы и приямки для стока агрессивных вод).

3.11.15. При проектировании нового строительства и ТПиР ТЭС присоединение системы отопления, кондиционирования, вентиляции и горячего водоснабжения зданий и сооружений ТЭС к коллекторам сетевой воды должно выполняться через тепловой пункт, в котором осуществляется местное регулирование и учёт отпущенной тепловой энергии.

3.11.16. Расход приточного воздуха в котельном отделении с котлами, работающими на газообразном топливе, а также в машинном отделении с газотурбинными установками должен быть не менее трёхкратного воздухообмена в час в пределах ячейки каждого энергоблока. При этом система организации воздухообмена должна исключать возможность застоя и скопления газов в отдельных зонах помещения.

3.11.17. Для снижения повреждений от избыточного давления, которое может возникать при взрыве пыли или газов в помещении котельной должно предусматриваться остекление. Площадь окон должна быть не менее 20% площади одной из наибольших наружных стен помещения котельной с учетом площади наружных стен, примыкающих к ней помещений газоочистки

или тягодутьевых устройств. Окна могут быть размещены на стенах котельной и указанных помещений.

3.11.18. Полы в помещениях хозяйств жидкого топлива и масла следует проектировать из негорючих материалов, стойких к воздействию нефтепродуктов, с уклонами не менее 0,5% к приямкам или трапам для сбора нефтепродуктов.

3.11.19. В помещениях закрытых распределительных устройств и КРУЭ покрытие полов следует проектировать из непылящих материалов.

3.11.20. При проектировании нового строительства и реконструкции дымовых труб необходимо выполнение следующих требований:

- по условиям безопасности полётов воздушных судов для дымовых труб высотой 45 м и более должна предусматриваться маркировочная окраска и световое ограждение;
- при проектировании стальных труб с оттяжками, оттяжки должны быть предусмотрены из круглой стали, состоящие из отдельных звеньев или цельные из стальных канатов. Допускается крепление оттяжек к несущим конструкциям зданий и сооружений при условии, что эти конструкции будут рассчитаны на дополнительные воздействия нагрузок.

3.11.21. При проектировании главных корпусов ТЭС и ГеоЭС необходимо учитывать возможность их дальнейшего расширения.

3.11.22. Здания и сооружения ГеоЭС в соответствии с проектными решениями целесообразно размещать в непосредственной близости к месторождению геотермальных вод с обязательным учётом климатических, инженерно-геологических и гидрологических условий района строительства.

3.11.23. При проектировании нового строительства и ТПиР должно быть предусмотрено использование ЗШО угольных ТЭС для приготовления бетонов и цементных растворов, строительства дорог, планирования территории, обратной засыпки (при наличии подтверждения спроса и экономической эффективности).

3.11.24. При проектировании нового строительства и реконструкции главного корпуса ГеоЭС должны применяться:

- в строительных конструкциях материалы из стеклопластика; металлоконструкции, покрытые полимерами;
- для антикоррозийной защиты металлоконструкций защиту напылением алюминия и покрытие цинком, а также двухкомпонентные эмали;
- сульфатостойкий бетон;
- вентиляционные системы для всех помещений, в которых устанавливается оборудование, предусматривающее очистку приточного воздуха для удаления сероводорода;
- специальные гермозоны (при наличии проектного обоснования).

3.11.25. Основными требованиями в области пожарной безопасности зданий и сооружений производственного назначения Группы РусГидро

являются:

- обеспечение пожарной безопасности генерирующих и электросетевых объектов в соответствии с требованиями федерального законодательства;
- использование в производственном процессе наиболее эффективных существующих доступных технологий, обеспечивающих повышение уровня пожарной безопасности;
- предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений;
- сохранение и защита имущества при пожаре;
- предупреждение возникновения пожара;
- недопущение распространения пожара на имущество третьих лиц.

3.11.26. **Запрещается**:

- использование строительных материалов, не отвечающих требованиям в области пожарной безопасности, охраны труда, санитарных норм, содержащих асбест, а также материалов и веществ, содержащих стойкие органические загрязнители;
- внесение изменений в несущие и ограждающие конструкции без предварительного технического обоснования и согласования с генеральным проектировщиком;
- размещение инженерных сетей с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями и газами под зданиями и сооружениями;
- эксплуатация зданий и сооружений в условиях, приводящих к превышению проектных значений прочности и устойчивости строительных конструкций;
- использование электронагревателей для отопления производственных помещений топливоподачи ТЭС;
- проектирование кирпичных, армокирпичных и сборных железобетонных труб при расчётной сейсмичности площадки строительства 7 баллов и выше.

3.11.27. **Перспективные технологии:**

- применение на ТЭС и котельных дымовых труб из полимерных композитов.

3.12. Организация оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных энергосистемах. Организация оперативно-технологического и ситуационного управления

3.12.1. Одной из основных задач в части организации производственной деятельности является развитие и совершенствование систем оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных энергосистемах и оперативно-технологического и ситуационного управления.

3.12.2. В рамках исполнения указанной задачи:

- должны быть обеспечены системные подходы в развитии и оптимизации систем ОДУ, ОТУ и СУ;
- должна быть реализована единая техническая политика в части технологического оснащения и информационного обеспечения систем ОДУ, ОТУ и СУ на всех уровнях управления;
- должна быть реализована функция централизованного анализа эффективности режима работы энергообъектов;
- должны внедряться системы автоматизированного мониторинга, анализа и расчета водноэнергетического режима;
- должны реализовываться мероприятия, обеспечивающие дистанционный мониторинг и управление режимами работы генерирующего оборудования и электрических сетей.

3.12.3. ОДУ и ОТУ в Группе РусГидро должно осуществляться в соответствии с требованиями Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемых Правительством Российской Федерации, ПТФЭС и Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждаемых Минэнерго России, а также ЛНД (А) ПАО «РусГидро», согласованных с АО «СО ЕЭС».

Основные принципы построения и функционирования системы ОДУ в технологически изолированных территориальных энергосистемах (ПАО «Магаданэнерго», ПАО «Чукотэнерго», ПАО «Камчатскэнерго», ПАО «Сахалинэнерго») будут определены в Концепции развития оперативно-диспетчерского управления Группы РусГидро в технологически изолированных территориальных энергосистемах.

Основные принципы построения и функционирования системы ОТУ и СУ в электросетевом комплексе (АО «ДРСК», АО «Якутскэнерго») определяются в Концепции развития оперативно-технологического управления и ситуационного управления в электросетевом комплексе ПАО «РусГидро».

Основные принципы построения и функционирования системы оперативно-технологического и ситуационного управления на объектах генерации (филиалы ПАО «РусГидро» ГЭС (ГАЭС), АО «ДГК») будут определены в Концепции оперативно-технологического и ситуационного управления объектами генерации.

В целях организации и осуществления ОДУ, ОТУ и СУ в Группе РусГидро должно быть обеспечено функционирование:

- диспетчерских центров в технологически изолированных территориальных энергосистемах, осуществляющих централизованное круглосуточное и непрерывное управление эксплуатационным состоянием и взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетический режим энергосистемы;

- ситуационно-аналитического центра ПАО «РусГидро», осуществляющего организационно-методические и информационно-аналитические функции в отношении объектов электроэнергетики, входящих в состав Группы РусГидро;
- ситуационно-аналитических центров ПО, выполняющих организационно-методические и информационно-аналитические функции в отношении объектов электроэнергетики, соответствующих ПО;
- ЦУС и ОДГ РЭС сетевых организаций, осуществляющих ОТУ ЛЭП, оборудованием и устройствами объектов электросетевого хозяйства, находящихся в зоне их эксплуатационной ответственности;
- структурных подразделений филиалов ПАО «РусГидро» и ПО, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами по производству электрической энергии, осуществляющих ОТУ; оборудованием и устройствами соответствующих объектов генерации;
- центров управления объектов распределенной генерации, на которых не предполагается постоянное дежурство оперативного персонала.

3.12.4. Для осуществления функций по ОДУ, ОТУ и СУ структурные подразделения всех уровней должны быть оснащены АСДУ для ДЦ, АСТУ для ЦУС и ОДГ РЭС, АСУ ТП для энергообъектов и системой связи, включающей в себя каналы связи для передачи технологической информации и организации телефонной связи для оперативных переговоров.

3.12.5. Функциональные требования, предъявляемые к системам АСДУ, АСТУ, АСУ ТП, каналам связи для передачи технологической информации и организации телефонной связи для оперативных переговоров подразделений ОДУ и ОТУ, определяются ПТФЭС, Правилами ОДУ, ПТЭ и ЛНД (А) ПАО «РусГидро», а в части организации информационного взаимодействия с ДЦ АО «СО ЕЭС» - дополнительно техническими требованиями АО «СО ЕЭС».

3.12.6. При эксплуатации объектов гидроэнергетики подразделениями ОТУ дополнительно должны решаться следующие задачи:

- мониторинг водохозяйственных и водно-энергетических показателей;
- получение прогнозной гидрометеорологической информации у специализированных организаций по оказанию услуг в области гидрометеорологии;
- модельный расчёт и планирование водноэнергетического режима ГЭС с учётом требований безопасной эксплуатации и повышения эффективности использования водных ресурсов в целом на группе ГЭС или каскаде ГЭС;
- взаимодействие и информационный обмен с субъектами, участвующими в управлении режимом работы ГЭС;
- учёт стока воды, выработки и потребления электроэнергии;
- постоянный визуальный контроль за состоянием гидротехнических сооружений;

- реализация решений в части водно-энергетического режима, направленных на обеспечение безопасности и надёжности, при планировании и проведении ремонтов, ТПиР, обследований и специализированных исследований ГТС и оборудования.

3.12.7. При планировании и реализации заданного водноэнергетического режима работы ГЭС, ГАЭС должны учитываться следующие приоритеты:

- наиболее эффективное использование водных ресурсов с обязательным выполнением правил использования водных ресурсов и иных обязательных требований;
- обеспечение условий реализации технических воздействий с учетом ресурса оборудования и межремонтных периодов;

3.12.8. При осуществлении функций ОТУ ТЭС дополнительно должны решаться следующие задачи:

- анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии топлива, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;
- разработка и выполнение мероприятий по повышению надёжности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов и потерь топливно-энергетических ресурсов.

3.12.9. **Перспективные технологии:**

- организация дистанционного (теле-) управления коммутационным аппаратами и функциями устройств РЗА из ДЦ и ЦУС, а также мониторинга состояния устройств РЗА из ДЦ и ЦУС, в том числе:
- организация производства плановых переключений на подстанциях нового поколения по автоматизированным программам и бланкам переключений;
- переход на дистанционное управление ГЭС установленной мощностью 50 МВт и менее;
- скоординированное ОТУ технологическим режимом и эксплуатационным состоянием генерирующего оборудования каскадов ГЭС, расположенных на искусственных водотоках;
- создание программно-аппаратных средств информационной поддержки выполнения функций ОТУ;
- автоматизация функции ведения оперативной документации;
- применение автоматизированных систем для решения задач оптимизации режима работы электрических сетей и электростанций.

3.13. Электротехническое оборудование

3.13.1. **Общие требования к электротехническому оборудованию**

3.13.1.1. При проектировании нового строительства и реконструкции объектов Группы РусГидро, техническом перевооружении и модернизации

электротехнического оборудования действующих производственных объектов должны выполняться следующие условия:

- поддержание требуемого уровня качества электроэнергии на всех этапах технологического процесса (производство, передача и распределение электроэнергии);
- обеспечение готовности генерирующего оборудования к участию в регулировании частоты и перетоков активной мощности;
- обеспечение выдачи мощности электростанции;
- унификация (типизация) видов оборудования с целью оптимизации неснижаемого аварийного запаса на производственных объектах.

3.13.1.2. Для всех энергообъектов должна быть обеспечена электромагнитная совместимость установленного оборудования во всех нормальных, переходных и аварийных режимах работы.

3.13.1.3. Перед разработкой проекта по ЭМС должно выполняться электромагнитное обследование энергообъекта.

3.13.1.4. Раздел проекта по ЭМС должен содержать сведения о подтвержденных расчётами мероприятиях по обеспечению ЭМС.

3.13.1.5. ЭМС должна обеспечиваться одновременным выполнением трёх принципов: применение помехоустойчивого оборудования, разработка и выполнение технических мероприятий по исключению несовместимости оборудования и контроль электромагнитной обстановки при строительстве, ТПиР и эксплуатации энергообъектов.

3.13.1.6. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР**:**

- схемы электроснабжения потребителей без АВР;
- оборудование (в том числе БСК), в котором применяется трихлордифенил.

3.13.1.7. **Перспективные технологии:**

- применение способов мониторинга и диагностики генераторов, силовых трансформаторов и аппаратов РУ, обеспечивающих переход на ремонт по техническому состоянию.

3.13.2. **Генераторы**

3.13.2.1. При проектировании нового строительства и реконструкции объектов Группы РусГидро, техническом перевооружении и модернизации генераторов действующих производственных объектов должны выполняться следующие условия:

- предельные характеристики генераторов по надёжности и эффективности:
  - нормативный срок службы – не менее 40 лет;
  - срок эксплуатации между капитальными ремонтами – не менее 7 лет с возможностью увеличения межремонтного периода, исходя из фактического состояния, при условии выполнения требований Правил ТОиР;

- КПД гидрогенераторов при мощности менее 100 МВт – не менее 96,5%;
- КПД гидрогенераторов при мощности более 100 МВт – не менее 97,5%;
- КПД турбогенераторов – не менее 98%.

3.13.2.2. **Требования к гидрогенераторам:**

3.13.2.2.1. Для обеспечения контроля состояния гидрогенераторов должны применяться системы мониторинга с возможностью удалённой диагностики на всех режимах работы, позволяющие оценивать возможность дальнейшей эксплуатации генератора.

3.13.2.2.2. Статоры гидрогенераторов должны иметь бесстыковую конструкцию с шихтовкой железа статора «в кольцо».

3.13.2.2.3. Статоры и роторы гидрогенераторов с габаритами, допускающими транспортировку до места установки в собранном виде, должны собираться на заводе изготовителе.

3.13.2.2.4. Для гидрогенераторов мощностью свыше 50 МВт и обратимых агрегатов при новом строительстве и ТПиР в проектной документации должна быть рассмотрена возможность и эффективность внедрения системы электроторможения для останова гидрогенератора.

3.13.2.3. **Требования к турбогенераторам:**

3.13.2.3.1. Применение турбогенераторов с воздушным охлаждением мощностью 120 МВт и более допускается при условии положительного опыта эксплуатации не менее трёх лет.

3.13.2.3.2. Турбогенераторы должны допускать продолжительную работу со сниженной нагрузкой при одновременных отклонениях напряжения ±5 %, но не более чем до ±10 %, и частоты до ±2 % номинальных значений, а также допускать продолжительную работу в режиме холостого хода при напряжении на линейных выводах в диапазоне от 0% до 110 % номинального напряжения.

3.13.2.4. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР:

- гидрогенераторы с подпятниками на гидравлической опоре, за исключением обратимых гидроагрегатов;
- сегменты подпятников с баббитовым покрытием;
- генераторы с классом нагревостойкости изоляции обмотки статора ниже класса F;
- компаундированную изоляцию обмотки статора.

3.13.2.5. **Перспективные технологии:**

- оснащение гидрогенераторов системами мониторинга и диагностики, обеспечивающими переход на ремонт по техническому состоянию.

3.13.3. **Системы возбуждения**

3.13.3.1. При проектировании нового строительства и реконструкции объектов Группы РусГидро, техническом перевооружении и модернизации

систем возбуждения должны выполняться следующие условия:

- системы возбуждения генераторов должны соответствовать Требованиям к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденным приказом Минэнерго России от 3.06.2019 № 98;
- должно предусматриваться гашение электромагнитного поля ротора независимыми способами при штатном и аварийном отключении: в нормальном режиме эксплуатации – инвертированием, в аварийном – разрывом контура протекания тока в цепи ротора.

3.13.3.2. Для генераторов мощностью 50 МВт и менее должна рассматриваться возможность применения бесщёточных систем возбуждения.

3.13.3.3. На турбогенераторах должны применяться статические тиристорные зависимые (независимые) системы возбуждения.

3.13.3.4. Должны применяться:

- современные, серийно изготовляемые системы возбуждения;
- системы возбуждения, обеспечивающие интеграцию в системы автоматического управления гидрогенераторами и турбогенераторами, а также в верхний уровень АСУТП электростанции с применением современных цифровых протоколов обмена, обеспечивающих передачу сигналов с метками времени (МЭК-61850, МЭК 60870-5-104, Profinet) с использованием быстродействующих, помехозащищённых технологий передачи данных;
- системы возбуждения с передачей импульсов управления от автоматических регуляторов до тиристоров выпрямительного моста по оптическому каналу при нахождении АРВ и тиристорных мостов в разных шкафах;
- системы возбуждения с синхронизацией времени от СОЕВ, с наличием регистратора событий, осциллографа аналоговых и дискретных сигналов с записью полученной информации в энергонезависимую память для последующего извлечения и обработки;
- измерительные преобразователи (датчики), имеющие аналоговый выход или общепромышленный цифровой интерфейс для подключения к системе управления, контроля, мониторинга генератора.

3.13.3.5. Должен применяться мониторинг системы возбуждения в необходимом и достаточном объёме для своевременного определения неисправности оборудования системы возбуждения.

3.13.3.6. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР:

- технические решения с организацией обмена информацией по радиоканалу между устройствами, входящими в состав системы возбуждения;
- электромашинные системы возбуждения.

3.13.3.7. **Перспективные технологии:**

- применение системы возбуждения с возможностью мобильной замены силовых тиристоров на работающем оборудовании (выкатные тиристорные мосты или тиристорные блоки).

3.13.4. **Трансформаторы и автотрансформаторы**

3.13.4.1. При проектировании нового строительства и реконструкции объектов Группы РусГидро, техническом перевооружении и модернизации трансформаторов (автотрансформаторов) действующих производственных объектов должны выполняться следующие условия:

- срок службы не менее 30 лет;
- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы;
- отсутствие необходимости подпрессовки обмоток и замены уплотнений в течение всего срока службы;
- обеспечение электродинамической стойкости обмоток к токам КЗ, подтвержденной испытаниями в аккредитованных испытательных центрах или расчётными сравнениями с прототипом для трансформаторов до 40 МВА включительно и расчётами для трансформаторов более 40 МВА, в соответствии с ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»;
- магнитопроводы со сниженными потерями за счёт применения высококачественной электротехнической стали с уровнем удельных потерь 0,8 Вт/кг при индукции 1,5 Тл;
- уровень шума не более 85 дБ;
- уровень радиопомех не более 2500 мкВ;
- шкафы автоматического управления охлаждением трансформатора, эксплуатируемые в условиях агрессивной среды, повышенной влажности, в прибрежной зоне, должны быть оцинкованными или изготовлены из нержавеющих материалов (степень защиты не ниже IP54 по ГОСТ 14254-2015 «Межгосударственный стандарт. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»;

3.13.4.2. автотрансформаторы (трансформаторы) должны допускать аварийную перегрузку в размере и продолжительностью, определяемыми в соответствии с Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и ПТЭ, утвержденными Минэнерго России. Трансформаторы (автотрансформаторы) следует применять с РПН либо переключением без возбуждения в зависимости от индивидуальных особенностей его использования.

3.13.4.3. Для блочных трансформаторов допускается отказ от устройств регулирования напряжения.

3.13.4.4. Трансформаторы (автотрансформаторы) должны оснащаться:

- высоконадежными устройствами РПН с возможностью работы в автоматическом или ручном дистанционном режиме, в том числе с микропроцессорными блоками управления;
- современными необслуживаемыми устройствами защиты масла от

увлажнения;

- системами мониторинга и диагностики состояния, обеспечивающими переход на ремонт по техническому состоянию;
- системами пожаротушения и при соответствующем проектном обосновании системами защиты от механических повреждений при взрыве и предотвращения пожаров;
- радиаторами с покрытием, обеспечивающим защиту от коррозии на весь срок службы;
- комбинированными системами охлаждения М/Д и М/Д/ДЦ с ручным и автоматическим режимами управления;
- вводами 110 кВ и выше герметичными, с бумажно-масляной или твёрдой изоляцией без избыточного давления.

3.13.4.5. Вводы 220 кВ и выше должны быть оснащены устройствами контроля изоляции вводов с действием на сигнал на начальной стадии их повреждения и на отключение трансформатора при повреждении изоляции ввода (до наступления полного пробоя изоляции).

3.13.4.6. При замене трансформаторов 35/6(10)/0,4 кВ, в том числе трансформаторов собственных нужд, применять трансформаторы с сухой изоляцией при соответствующем проектном обосновании.

3.13.4.7. Требования к трансформаторам на ТП 6-10/0,4 кВ:

- герметичные масляные или заполненные иным жидким негорючим диэлектриком с уменьшенными удельными техническими потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами, в том числе специальных конструкций мощностью до 100 кВА, позволяющих осуществлять установку трансформатора на опоре;
- со схемой соединения обмоток Δ/YN (треугольник-звезда с нулём) или Y/ZN (звезда-зигзаг с нулём);
- с симметрирующими устройствами;
- для ТП, встроенных в здания и малогабаритных ТП, сооружаемых в стеснённых условиях и условиях плотной городской застройки применять только трансформаторы сухого исполнения.

3.13.4.8. Вольтодобавочные трансформаторы должны оснащаться встроенными трансформаторами тока и напряжения, блоком управления с программируемым микропроцессором для автономного управления по току, напряжению и мощности с фиксацией по времени.

3.13.4.9. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР**:**

- негерметичные силовые трансформаторы марки ТМ;
- засыпку гравием маслоприемников трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов;
- маслонаполненные токопроводы для присоединения трансформаторов (автотрансформаторов) к КРУЭ.

3.13.4.10. **Перспективные технологии:**

- использование ФПТ, позволяющих обеспечить регулирование

перетоков мощности;

- применение необслуживаемой системы воздухоосушения масла в трансформаторах (автотрансформаторах).

3.13.5. **Коммутационная аппаратура**

3.13.5.1. При проектировании нового строительства и реконструкции объектов Группы РусГидро, техническом перевооружении и модернизации коммутационной аппаратуры действующих производственных объектов должны выполняться следующие условия:

- должны применяться вакуумные и элегазовые выключатели, в цепях генераторного напряжения допускается применение комплектных генераторных РУ. При выборе оборудования должен быть выполнен расчёт на необходимость применения выключателей с предвключёнными резисторами и с устройствами управляемой коммутации;
- все выключатели должны выбираться в соответствующем климатическом исполнении и учитывать местные температурные режимы;
- все разъединители, заземляющие ножи на напряжении 6 кВ и выше должны быть оснащены электроприводами с возможностью дистанционного управления, средствами оперативной блокировки безопасности и средствами контроля положения коммутационного аппарата, предотвращающие ошибочные операции;
- коммутационные аппараты не должны требовать капитального ремонта в течение всего срока службы или до исчерпания коммутационного ресурса;
- нормативный срок службы коммутационных аппаратов - не менее 30 лет;
- при проектировании КРУЭ, элегазовых генераторных комплексов необходимо предусматривать шкаф местного управления ячейкой с размещённым в нем контроллером присоединения, выполняющим функции местного\дистанционного управления и отображения положения коммутационного аппарата, автоматики управления выключателем, оперативной блокировки безопасности.

3.13.5.2. Выбор параметров генераторного выключателя необходимо осуществлять на основе расчёта максимальных рабочих токов, токов короткого замыкания с учётом содержания апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

3.13.5.3. В электроустановках напряжением 110-500 кВ следует применять:

- элегазовые выключатели (в том числе со встроенными трансформаторами тока) колонковые и баковые с пружинными и гидропружинными приводами;
- разъединители горизонтально-поворотного, полупантографного типа с одним разрывом на полюс, с опорными стержневыми изоляторами (фарфоровыми улучшенного качества или полимерными).

3.13.5.4. В электроустановках напряжением 6-35 кВ следует применять:

- вакуумные, элегазовые выключатели;
- выключатели нагрузки наружной установки.

3.13.5.5. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР:

- отделители и короткозамыкатели;
- выключатели 110 кВ и выше с пневматическими и электромагнитными приводами;
- маломасляные выключатели 6-220 кВ;
- воздушные, масляные выключатели 110-500 кВ;
- автогазовые выключатели 6-10 кВ;
- высоковольтные элегазовые выключатели, если при снижении давления газа в корпусе оборудования требуется их автоматическое отключение (снятие напряжения);
- разъединители с фарфоровой опорно-стержневой изоляцией 35-500 кВ без дистанционного управления;
- разъединители вертикально-рубящего типа напряжением 110-500 кВ.
- пневматические приводы выключателей.

3.13.5.6. **Перспективные технологии:**

- применение выключателей-разъединителей;
- применение компактных модулей с элегазовой изоляцией, объединяющих в одном корпусе выключатель, разъединитель, измерительные трансформаторы тока (для установки на ОРУ);
- применение выключателей с другими видами изоляции (CO_2, N_2).

3.13.6. **Компенсирующие устройства**

3.13.6.1. Для поддержания качества электроэнергии, снижения потерь электроэнергии и повышения пропускной способности в случаях режимной необходимости следует устанавливать компенсирующие устройства, в том числе:

- БСК;
- тиристорно-реакторные группы;
- фильтро-компенсирующие устройства;
- СТК на базе силовой электроники;
- устройства продольной компенсации;
- управляемые и неуправляемые ШР.

3.13.6.2. В сетях 6-35 кВ следует применять токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией для установки на вводах 6-10 кВ силовых трансформаторов или присоединениях отходящих линий.

3.13.6.3. В сетях 35–110 кВ следует применять управляемые ШР с высоконадёжными выключателями с повышенным коммутационным ресурсом и устройством управляемой коммутации.

В слабо загруженных или со значительным летним провалом нагрузки сетях 110 кВ и выше для компенсации избыточной зарядной мощности линий с целью нормализации напряжения могут использоваться управляемые ШР.

3.13.6.4. Для обеспечения регулирования напряжения присоединение ШР следует выполнять к шинам 110 кВ и выше узловых подстанций. Допускается подключение к обмотке низкого напряжения трансформатора (автотрансформатора) нескольких ШР/управляемых ШР групп, коммутируемых выключателями.

3.13.6.5. При необходимости плавной быстродействующей компенсации реактивной мощности в сетях должны применяться быстродействующие схемы управления реакторными группами.

3.13.6.6. Для обеспечения требуемых уровней напряжения в сетях с токами нагрузки, близкими к номинальному следует применять конденсаторные установки при условии исключения резонансных явлений при всех режимах работы сети с учётом ремонтных схем.

3.13.6.7. При невозможности размещения конденсаторных батарей с ручным переключением мощности следует устанавливать отдельные конденсаторы, рассчитанные только на компенсацию намагничивающего тока трансформатора в базисной части графика реактивной нагрузки.

3.13.6.8. С целью поддержания параметров качества электроэнергии и компенсации реактивной мощности переменной нагрузки, а также повышения устойчивости передачи электроэнергии в сетях 35-110 кВ следует применять статические тиристорные компенсаторы.

3.13.6.9. Для обеспечения нормируемых показателей качества электроэнергии, а также генерации реактивной мощности в сетях 0,4-35 кВ при наличии электроустановок, ухудшающих показатели качества электроэнергии, должны устанавливаться фильтро-компенсирующие устройства.

3.13.6.10. Присоединение БСК, СТК и фильтро-компенсирующих устройств следует, как правило, осуществлять как можно ближе к потребителям, к шинам 0,4 кВ, 6, 10-35 кВ подстанций, с целью снижения загрузки сетей 110 кВ и выше реактивной мощностью.

3.13.6.11. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР бетонные токоограничивающие реакторы.

3.13.7. Токопроводы и ошиновка

3.13.7.1. В качестве токопроводов для присоединения генераторов к блочным трансформаторам, а также другого оборудования (реакторы, трансформаторы собственных нужд) к сетям генераторного напряжения в приоритетном порядке должны применяться токопроводы с воздушной и элегазовой изоляцией. Применение литых токопроводов возможно только при наличии соответствующего технико-экономического обоснования.

3.13.7.2. На ПС на стороне 6-500 кВ при технической возможности должна применяться жёсткая ошиновка, как неизолированная, так и в

защищённом исполнении. При использовании жёстких шин следует применять компенсаторы температурных деформаций, гибкие ответвления от шин, а также шинодержатели и присоединения к аппаратам с использованием узлов обжимного типа (предпочтительно литых).

3.13.7.3. В блочно-комплектных ТП напряжением 6-20/0,4 кВ с трансформаторами мощностью до 630 кВА следует применять изолированную ошиновку трансформатора.

3.13.7.4. При воздушных вводах на участках линий от первых опор ВЛ 6 (10) кВ до проходных изоляторов ячеек КРУ, как правило, необходимо применять защищённый (изолированный) провод с изоляцией, не распространяющей горение (типа СИПн).

3.13.7.5. Прокладка гибких шинных связей от силовых трансформаторов (автотрансформаторов), расположенных в закрытых камерах, до ОРУ, через кровлю зданий, допускается только при условии применения в кровле здания материалов, не поддерживающих горение.

3.13.7.6. **Запрещается** при новом строительстве и ТПиР присоединение жёстких шин РУ 35 кВ и выше к гибким связям (в том числе температурных компенсаторов) с использованием механической опрессовки зажимов.

3.13.8. Измерительные трансформаторы

3.13.8.1. При проектировании нового строительства и реконструкции объектов Группы РусГидро, техническом перевооружении и модернизации измерительных трансформаторов действующих производственных объектов должны выполняться следующие условия:

- нормативный срок службы оборудования не менее 30 лет;
- увеличенный межповерочный интервал до 8 лет.

3.13.8.2. На РУ всех классов напряжения для электрических измерений и учёта электроэнергии должны применяться:

- элегазовые или маслонаполненные трансформаторы напряжения повышенной надёжности с классом точности не менее 0,2, при проектном обосновании пожаро и взрывобезопасного исполнения;
- элегазовые, литые или маслонаполненные трансформаторы тока повышенной надёжности с классом точности не менее 0,2S; при проектном обосновании пожаро- и взрывобезопасного исполнения.

3.13.8.3. На разных присоединениях одного РУ должны применяться однотипные трансформаторы тока и напряжения с одинаковым классом точности.

3.13.8.4. При реализации программ ТПиР замена измерительных трансформаторов и подключённых к ним устройств должны происходить синхронно. В исключительных случаях, связанных с необходимостью сохранения подключенного ко вторичным обмоткам электромеханического оборудования и невозможности применения емкостных ТН, допускается применение антирезонансных электромагнитных трансформаторов

напряжения при соответствующем проектном обосновании.

3.13.8.5. Для РЗА должны применяться электромагнитные трансформаторы напряжения, антирезонансные или с емкостным делителем.

3.13.8.6. Трансформаторы напряжения должны иметь бумажно-плёночную изоляцию единичных емкостей.

3.13.8.7. При использовании трансформаторов напряжения в качестве конденсатора связи необходимо использовать высокочастотные заградители и фильтры присоединения с защитой от внешних и внутренних перенапряжений.

3.13.8.8. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР**:**

- оптические и электронные ТТ и ТН с обратным преобразованием измеренного и оцифрованного оптического сигнала в аналоговый;
- ТН с плёночной изоляцией единичных емкостей;
- трансформаторы напряжения дополнительно в качестве конденсатора связи при организации каналов связи с плёночной изоляцией единичных емкостей.

3.13.8.9. **Перспективные технологии:**

- применение оптических и электронных трансформаторов тока и напряжения, в том числе комбинированных (совмещённых) трансформаторов тока и напряжения.

3.13.9. Системы оперативного постоянного и переменного тока

3.13.9.1. При проектировании нового строительства и реконструкции ГЭС, ГАЭС, ТЭС и ПС, техническом перевооружении и модернизации СОПТ на действующих производственных объектах должны применяться технические решения, обеспечивающие надёжное питание устройств РЗА, обеспечивающие обоснованный выбор ёмкости и количества аккумуляторных батарей, схемного построения СОПТ, номинальных параметров, отключающей способности, селективности и чувствительности защитных аппаратов.

3.13.9.2. Должны применяться малообслуживаемые аккумуляторные батареи со сроком службы не менее 20 лет, обладающие способностью отдавать расчётную ёмкость и обеспечивать достаточный уровень напряжения у потребителей (не менее 0,8 $U_{ном}$) в режиме аварийного разряда в течение всего срока службы. При потере собственных нужд на ГЭС, ГАЭС, ТЭС и ПС каждая аккумуляторная батарея должна обеспечивать питание потребителей в течение одного часа.

3.13.9.3. СОПТ должна иметь трёхуровневую систему защиты:

- нижний уровень – автоматические выключатели без выдержки времени для защиты цепей питания непосредственных потребителей;
- средний уровень – автоматические выключатели/предохранители для защиты цепей питания, подключенных к шинам ЩПТ, в том числе групповых линий питания секций шкафа распределения оперативного тока;
- верхний уровень – автоматические выключатели/предохранители

без выдержки времени для защиты силовых цепей связи между основными элементами СОПТ.

3.13.9.4. Время отключения КЗ в любой точке СОПТ должно обеспечивать сохранение в работе всех микропроцессорных РЗА, не подключенных к повреждённому присоединению, без их перезагрузки.

3.13.9.5. ЩПТ должны быть укомплектованы системами контроля, включающих в себя устройства автоматического или автоматизированного поиска мест снижения изоляции в сети постоянного оперативного тока, систему мониторинга функционирования, состояния, фиксации и осциллографирования аварийных и текущих параметров.

3.13.9.6. На ЩПТ должно быть предусмотрено устройство контроля изоляции с автоматическим определением фидера, на котором произошло снижение изоляции, а также традиционный контроль изоляции полюсов на основе Т-образного моста из резисторов. В режиме контроля изоляции и поиска поврежденных присоединений не должно формироваться ложных сигналов в цепях РЗА.

3.13.9.7. Сечения кабелей СОПТ должны выбираться из условий падения напряжения в них, термической стойкости и не возгорания при протекании тока КЗ.

3.13.9.8. Система контроля и мониторинга СОПТ должна интегрироваться в верхний уровень АСУТП по стандартным протоколам связи.

3.13.9.9. Питание устройств РЗА, схем управления коммутационной аппаратурой, сигнализации должно осуществляться от СОПТ.

3.13.9.10. САУ, АСУТП, СДТУ, АИИС КУЭ должны питаться от систем гарантированного питания и могут подключаться к СОПТ в виде временной нагрузки.

3.13.9.11. Схема организации СОПТ должна обеспечивать питание взаимно-резервируемых устройств по независимым цепям СОПТ.

3.13.9.12. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР:

- системы автоматического контроля изоляции и поиска повреждений, инжектирующих токи величиной более 2,5 мА, способных вызвать ложное срабатывание устройств РЗА;
- выпрямленный оперативный ток для питания устройств РЗА (кроме цепей электромагнитной блокировки) на электростанциях без проектного обоснования.

3.13.10. Ограничители перенапряжений нелинейные

3.13.10.1. При проектировании нового строительства и ТПиР должны выполняться следующие требования к ОПН:

- нормативный срок службы ОПН не менее 30 лет;
- должна быть предусмотрена установка приборов мониторинга, выполняющих фиксацию количества срабатываний ОПН, измерение полного тока утечки, определение активной составляющей тока утечки и

интегрируемых в верхний уровень АСУТП.

3.13.10.2. Устанавливаемые ОПН должны быть взрывобезопасными, с достаточной энергоёмкостью и защитным уровнем.

3.13.10.3. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР вентильные разрядники классом напряжения 110 кВ и выше.

3.13.11. Осветительное оборудование

3.13.11.1. При замене систем освещения должны применяться только светодиодные светильники с гарантированным сроком службы светодиодных модулей и блоков питания не менее 50 000 часов и светодиодные лампы. Применение других источников освещения допускается при соответствующем проектном обосновании, при этом общее число таких осветительных устройств на объекте не должно превышать 25%.

3.13.11.2. Системы аварийного освещения должны выполняться без применения инверторов с использованием светодиодных светильников, обеспечивающих двойное питание на постоянном и переменном токе по одной питающей линии.

3.13.11.3. Светильники наружного и внутреннего освещения должны обеспечивать автоматическую коррекцию питающего напряжения светодиодных модулей для поддержания уровня освещённости на неизменном уровне в течение гарантированного срока службы светильника.

3.13.11.4. Светильники освещения должны иметь функцию защиты от повышенного нагрева светодиодных матриц.

3.13.11.5. Светильники освещения должны быть устойчивы к воздействиям электромагнитного импульса с амплитудой магнитного поля не менее 14 А/м и амплитудой электрического поля не менее 40 В/м.

3.13.11.6. **Запрещается** применять при новом строительстве и ТПиР:

- светильники аварийного освещения со встроенными аккумуляторами;
- светодиодные светильники и светодиодные лампы с величиной пульсации светового потока более 1%.

3.14. Релейная защита и автоматика

3.14.1. Общие требования к РЗА

3.14.1.1. При проектировании, строительстве, ТПиР объектов электроэнергетики, создании (модернизации) устройств и комплексов РЗА должны выполняться требования к РЗА, установленные:

- требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными Минэнерго России (далее – Требования к оснащению РЗА);
- методическими указаниями по устойчивости энергосистем,

утверждёнными Минэнерго России;

- требованиями к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденными Минэнерго России;
- правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утверждаемыми Минэнерго России;
- требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утверждаемыми Минэнерго России.

3.14.1.2. При проектировании нового строительства и ТПиР должны выполняться в том числе следующие требования к РЗА:

- построение РЗА должно исключать неправильную работу и отключение первичного оборудования при неисправности/неправильной работе отдельного элемента/устройства РЗА, неисправности измерительных цепей или цепей питания РЗА;
- при проектировании должны применяться типовые проектные решения по РЗА, введенные в действие в ПАО «РусГидро» и (или) соответствующем ПО;
- должны применяться современные, серийно изготовляемые микропроцессорные устройства РЗА. Применение вновь созданных устройств допускается только с проведением опытной эксплуатации, сопровождаемой параллельной работой на сигнал совместно с апробированными устройствами РЗА.

3.14.1.3. Надёжность функционирования устройств РЗА должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению.

3.14.1.4. Надёжность функционирования РЗА, а также снижение затрат на эксплуатацию устройств РЗА в течение срока службы должны обеспечиваться применением однотипных устройств в пределах одного объекта в соответствии с утвержденными типовыми проектными решениями (требование однотипности не предполагает использование устройств РЗА конкретных производителей и поставщиков и не должно приводить к необоснованному сужению конкуренции при проведении конкурентных закупок).

3.14.1.5. Готовность устройств РЗА к выполнению функций должна быть обеспечена выполнением правил и норм технического обслуживания, а также соблюдением условий продления срока службы (на период не более одного цикла технического обслуживания) с обеспечением замены устройств, достигших предельного срока эксплуатации.

3.14.1.6. Специализированное программное обеспечение для устройств РЗА должно обеспечивать возможность просмотра и настройки параметров срабатывания и алгоритмов функционирования, включая внутреннюю логику взаимодействия функций.

3.14.1.7. Непрерывная встроенная диагностика устройств РЗА

должна выполняться в объёме, достаточном для определения состояния функционирования устройств РЗА и функций, выполняемых каждым устройством.

3.14.1.8. Устройства РЗА должны содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объёме, необходимом для анализа функционирования устройства.

3.14.1.9. Для выполнения функции внутренней регистрации устройства РЗА должны быть синхронизированы с помощью СОЕВ с точностью до 1 мс.

3.14.1.10. Каждое устройство РЗА должно интегрироваться в верхний уровень АСУТП объекта по двум независимым цифровым каналам связи без использования промежуточных конверторов протоколов и коммуникационных серверов.

3.14.1.11. Применение при новом строительстве и ТПиР микроэлектронных и электромеханических устройств РЗА допускается только при соответствующем проектном обосновании.

3.14.1.12. Микропроцессорные комплексы РЗА и микропроцессорные устройства РЗА должны удовлетворять требованиям защищенности от несанкционированного доступа к информации.

3.14.1.13. **Запрещается:**

- применение нестандартных протоколов обмена, не поддерживаемых общепромышленными средствами автоматизации, а также использование дополнительных коммуникационных устройств (серверов) – преобразователей протокола обмена;
- применение общепромышленных средств автоматизации, не имеющих опыта использования в РЗА, САУ основного оборудования объектов электроэнергетики или не допущенных к использованию на территории Российской Федерации.

3.14.1.14. **Перспективные технологии:**

- применение цифрового обмена измерениями, сигналами состояния и управления между устройствами РЗА, цифровыми трансформаторами тока и напряжения;
- автоматизация расчётов параметров аварийного режима, выбора параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств РЗА;
- создание и применение информационной системы для автоматизации процессов планирования и учёта технического обслуживания РЗА;
- применение СМПР для оценки правильности работы противоаварийной и режимной автоматики, систем мониторинга и диагностики основного и вспомогательного оборудования;
- внедрение программно-аппаратных комплексов, повышающих точность определения мест повреждения на ЛЭП;
- разработка принципов создания и применения адаптивных систем РЗА, способных менять настройки и схемы своих выходных воздействий в

зависимости от схемы и режима сети и оборудования изолированных энергосистем и районов;

- автоматическая оценка функционирования устройств РЗА;
- организация управления коммутационными аппаратами и реализация программной блокировки безопасности в составе устройств РЗА при новом строительстве производственных объектов;
- применение защит, позволяющих реализовать интегральные перегрузочные характеристики силового оборудования, заданные заводом изготовителем;
- реализация дистанционного управления режимами работы устройств РЗА (ввод/вывод отдельных ступеней защит, переключение групп уставок и т.д.);
- реализация на генерирующих объектах при экономическом обосновании систем РУСА;
- реализация автоматического приёма от ДЦ АО «СО ЕЭС» плановых диспетчерских графиков и диспетчерских команд, и их использования для формирования группового задания ГРАМ;
- автоматизация средствами ГРАМ поддержания требуемого регулировочного диапазона ГЭС: пуска/останова гидроагрегатов, их перевода в различные зоны (в случае их наличия) регулировочного диапазона, при условии оснащения гидроагрегатов средствами технологической автоматики и защитами, обеспечивающими реализацию всех ограничений, предусмотренных в эксплуатационной документации гидроагрегатов, а также при отсутствии РУСА, выполняющей аналогичные функции.

3.14.2. **Релейная защита**

3.14.2.1. При оснащении объектов устройствами РЗ необходимо обеспечивать принципы резервирования РЗ оборудования и ЛЭП в соответствии с требованиями к оснащению РЗА. При этом все присоединения должны быть обеспечены дальним резервированием. При недостаточной чувствительности дальнего резервирования необходимо применять дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов.

3.14.2.2. Независимо от наличия дальнего резервирования должно обеспечиваться ближнее резервирование для подстанций, а также для электростанций любой мощности, генераторов при выдаче мощности в сеть на напряжении 110 кВ и выше.

3.14.2.3. Для обеспечения функционального и аппаратного резервирования РЗ каждого из присоединений (генератор, повышающий трансформатор, блок генератор-трансформатор, общестанционный трансформатор собственных нужд и т.д) должна состоять из двух взаимно резервируемых устройств.

3.14.2.4. Для защиты оборудования схемы выдачи мощности электростанций и подстанций при аварийных отклонениях частоты в

энергосистеме (ЛЭП, шины ОРУ/КРУЭ, оборудование подстанций) должна обеспечиваться правильная работа микропроцессорных защит в диапазоне частот 45-55 Гц.

3.14.2.5. Для оборудования главной схемы ГЭС, ГАЭС должны применяться микропроцессорные устройства РЗ, обеспечивающие правильную работу при повышении частоты до 75 Гц в режиме сброса нагрузки отключением выключателей блока.

3.14.2.6. Для защиты оборудования главной схемы ГЭС в режимах электроторможения и пуска агрегатов ГАЭС в насосный режим должна обеспечиваться правильная работа микропроцессорных устройств РЗ от 3 Гц.

3.14.2.7. Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗ, а также технические характеристики существующих ТТ при подключении к ним новых/модернизируемых устройств РЗ в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗ, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗ и действующих требований к ТТ.

3.14.3. **Сетевая автоматика**

3.14.3.1. Трехфазное однократное АПВ должно применяться на ЛЭП напряжением выше 1 кВ, в отдельных обоснованных проектом случаях на ЛЭП 220 кВ и ниже допускается применение двукратного АПВ.

3.14.3.2. Функция трехфазного АПВ должна быть реализована в контроллере присоединения, осуществляющего функции сетевой автоматики и управления коммутационными аппаратами (в случае его применения в составе автоматики).

3.14.3.3. Однофазное АПВ должно применяться на ЛЭП 330 - 500 кВ, в отдельных обоснованных проектом случаях на ЛЭП 110-220 кВ.

3.14.3.4. Однофазное АПВ, должно быть реализовано в составе каждого из комплектов быстродействующей защиты и иметь возможность перевода действия на отключение трех фаз.

3.14.3.5. На секционных выключателях предусматривается АВР. Отказ от применения АВР обосновывается при проектировании.

3.14.3.6. При новом строительстве применение АПВ на кабельных линиях запрещается.

3.14.3.7. На КВЛ должно быть предусмотрено АПВ. Запрет АПВ КВЛ должен осуществляться от устройств РЗ при их наличии, селективно выявляющих короткие замыкания на кабельных участках КВЛ.

3.14.4. **Противоаварийная автоматика**

3.14.4.1. При установке на производственном объекте устройств РЗА, в которых производителем аппаратуры реализованы функции РЗ и ПА в одном устройстве, должны быть предусмотрены технические решения, предотвращающие возможность одновременного отказа функций РЗ и ПА при неисправности устройства:

- аппаратное резервирование устройств РЗА, разделение питания по оперативному току, разделение измерительных цепей тока и цепей напряжения;
- разделение выходных цепей основных и резервных устройств РЗА, действие на различные электромагниты отключения выключателей.

3.14.4.2. Для передачи аварийных сигналов и команд ПА в одном канале должны применяться однотипные устройства. Допускается применение функционально совместимых устройств, при условии подтверждения совместимости заводом-изготовителем.

3.14.4.3. Изменение логики функционирования, программного обеспечения АПНУ, реализованной в программных кодах, рекомендуется выполнять с привлечением производителей АПНУ.

3.14.4.4. В распределительных сетях напряжением ниже 110 кВ допускается реализация функций ПА (АЧР, АОСН) в терминалах РЗ. При этом выполнение требований, указанных в п.3.13.4.1 не требуется.

3.14.5. Режимная автоматика

3.14.5.1. Устройства режимной автоматики должны обеспечивать выполнение функций автоматического режимного управления, включая регулирование частоты, регулирование перетоков активной мощности, регулирование напряжения и реактивной мощности.

3.14.5.2. В системах возбуждения синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более должны применяться АРВ сильного действия.

3.14.5.3. АРВ сильного действия синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более, а также АРВ сильного действия, устанавливаемые в составе систем возбуждения синхронных генераторов меньшей мощности, должны соответствовать Требованиям к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденным Минэнерго России.

3.14.5.4. АРВ сильного действия синхронного генератора должен:

- осуществлять регулирование напряжения на шинах синхронного генератора или блока генератор-трансформатор по пропорционально-интегрально-дифференциальному или пропорционально-интегральному закону регулирования напряжения;
- обеспечивать регулирование тока ротора и тока статора относительно уставки соответствующего ограничителя по пропорционально-интегральному закону;
- иметь каналы стабилизации или системный стабилизатор.

3.14.5.5. Требования к ГРАМ:

- при формировании группового задания с учётом требуемого регулировочного диапазона в процессе автоматического регулирования активной мощности ГЭС должны соблюдаться технологические ограничения по техническому состоянию генерирующего оборудования;
- индивидуальные составляющие группового задания должны

передаваться в САУ ГА в виде текущего задания мощности стандартным сигналом тока (напряжения) или по цифровому интерфейсу;

- устройства режимной автоматики ГЭС, ГАЭС установленной мощностью более 100 МВт, функционирующих в ЕЭС России, должны обеспечивать возможность участия электростанции в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме;
- в устройствах режимной автоматики ГЭС, ГАЭС должна предусматриваться возможность астатического регулирования частоты в изолированных энергосистемах или энергосистемах, которые могут длительно выделиться на изолированную работу;
- внешние подключения ГРАМ должны обеспечиваться посредством комплексной системы информационной безопасности.

3.14.6. **Технологическая автоматика**

3.14.6.1. Требования к технологической автоматике:

- функции технологической автоматики, функции технологических защит и управления следует реализовать в локальных САУ основного, вспомогательного и общестанционного оборудования;
- функции технологических защит должны автоматически обеспечивать безопасную эксплуатацию генерирующего оборудования путём выполнения всех ограничений на работу оборудования, определённых в эксплуатационной документации производителей оборудования, при выходе контролируемых технологических параметров за пределы диапазонов допустимых значений, а также при срабатывании электрических защит, с действием в соответствии с заложенным алгоритмом на изменение режима работы оборудования, при прекращении участия в АВРЧМ, разгрузке, аварийном останове оборудования, в том числе с прекращением подачи воды в водопроводящий тракт, открытием холостых водовыпусков;
- должен обеспечиваться контроль вибросостояния узлов и опорных конструкций гидроагрегата. При превышении предельно допустимых уровней вибрации на гидроагрегате должен выполняться его автоматический останов;
- САУ основного оборудования, реализующая функции технологической автоматики, технологических защит, обеспечивающая местное и удалённое управление и контроль, автоматизацию обслуживания оборудования, а также управление вспомогательным оборудованием, должна создаваться на базе общепромышленных программно-технических средств (датчики, устройства сопряжения с объектом, программируемые контроллеры);
- при проектном обосновании должно обеспечиваться автоматическое полное резервирование ответственных компонентов и оборудования, обеспечивающих выполнение функций автоматики, защит, управления, регулирования, сигнализации;
- отдельные функции ПА (автоматический частотный ввод резерва)

допускается реализовывать в составе САУ ГА;

- взаимодействие между отдельными функциональными подсистемами или компонентами ПТК в составе САУ должно выполняться по стандартным протоколам информационного обмена (серии стандартов МЭК 61850, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104). В обоснованных случаях должна применяться передача управляющих сигналов посредством «сухих контактов»;
- взаимодействие с устройствами режимной автоматики, микропроцессорными устройствами РЗА, средствами измерений, а также интеграция в верхний уровень АСУТП должны выполняться по стандартным протоколам информационного обмена (серии стандартов МЭК 61850, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104).

3.14.7. Регистраторы аварийных событий и процессов

3.14.7.1. Требования к регистрации аварийных событий и процессов:

- обеспечение регистрации событий и процессов всех систем объекта (электрических, электромеханических) в нормальном режиме и при аварийных нарушениях в объёме, необходимом и достаточном для их полноценного анализа;
- осуществление регистрации аварийных событий и процессов с использованием регистраторов аварийных событий и процессов (независимых устройств и функций, реализуемых в микропроцессорных устройствах РЗА в составе автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики), а также устройств системы мониторинга переходных режимов;
- обеспечение записи событий и процессов (электромагнитных и электромеханических переходных процессов) с нормируемой погрешностью, с синхронизацией и дискретизацией, достаточной для оценки, с заданной степенью точности, состояния оборудования и сооружений электростанции;
- построение систем, обеспечивающих запись, обработку, отображение, сохранение информации при всех видах технологических нарушений, аварий, пожаров, катастроф, предоставление в автоматическом режиме аварийной информации всем уровням управления объекта.

3.14.8. Каналы связи для функционирования РЗА

При проектировании, строительстве, ТПиР, технологическом присоединении объектов электроэнергетики, создании (модернизации) устройств и комплексов РЗА должны выполняться следующие требования к каналам связи:

3.14.8.1. Должна быть разработана и утверждена техническая документация, соответствующая проектным решениям и определяющая организацию и характеристики оборудования, границы эксплуатационной ответственности, порядок осуществления эксплуатации и устранения нарушений (схема организации каналов РЗА, исполнительная схема канала

связи, акт разграничения зон эксплуатационной ответственности и т.д.).

3.14.8.2. Приоритет должен отдаваться применению наземных каналов связи. Применение других систем связи допустимо при выполнении соответствующего технико-экономического обоснования и требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденных Минэнерго России:

3.14.8.3. Наземные каналы связи должны быть организованы в технологических сетях связи, создаваемых на базе систем передачи информации с использованием собственных и арендованных ВОЛС.

3.14.8.4. Должны быть обеспечены автоматические контроль исправности каналов связи посредством устройств РЗА или оборудования технологических сетей связи, средств диспетчерского и технологического управления и представление оперативному персоналу объекта электроэнергетики информации о неисправности каналов связи.

3.14.8.5. При организации передачи сигналов и команд РЗА в одном канале с передачей телефонной связи и телеметрической информации, приоритет должен отдаваться передаче сигналов и команд релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматики.

3.14.8.6. Требования к каналам связи для функционирования РЗ и сетевой автоматики:

- при организации каналов связи для устройств РЗ, осуществляющего функцию основной защиты ЛЭП, приоритет должен отдаваться выбору индивидуальных независимых каналов связи для каждого устройства РЗ. Другие схемы организации каналов связи для устройств РЗ, осуществляющего функцию основной защиты ЛЭП, должны выбираться при соответствующем обосновании;
- для микропроцессорных устройств РЗ и сетевой автоматики, оборудованных линейными оптическими интерфейсами, организация их работы должна осуществляться по отдельным выделенным волокнам ВОК при условии возможности их выделения и непревышении максимально допустимой протяженности ВОК.

3.14.8.7. Требования к каналам связи для функционирования противоаварийной автоматики:

- для передачи информации, необходимой для функционирования автоматики предотвращения нарушения устойчивости, должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации и использоваться дублированный режим передачи информации;
- для передачи информации, необходимой для функционирования других видов противоаварийной автоматики, между объектами электроэнергетики допускается организация одного канала связи;
- для обмена информацией между каждым из устройств локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в составе централизованной системы противоаварийной автоматики и программно-

техническим комплексом верхнего уровня централизованной системы противоаварийной автоматики должно быть организовано два независимых цифровых канала связи.

3.14.8.8. Требования к каналам связи для функционирования режимной автоматики:

- для передачи информации, необходимой для функционирования централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности, должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации и использоваться дублированный режим передачи информации;
- при передаче телеметрической информации между управляющим вычислительным комплексом централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и системой автоматического регулирования частоты и активной мощности генерирующего оборудования тепловой электростанции или системой ГРАМ гидроэлектростанции в прямом и обратном направлении должна обеспечиваться периодическая (циклическая) передача всего объема данных.

3.14.8.9. **Запрещается:**

- использование каналов и услуг сетей связи общего пользования (сотовой связи, информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», телефонной сети общего пользования);
- прокладка ВОЛС для устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, имеющей кабельный участок, совместно (в одном кабельном лотке) с силовым кабелем данной ЛЭП;
- организация высокочастотных каналов связи по грозозащитным тросам ЛЭП для передачи сигналов и команд релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматики;
- в случае применения для основной защиты ЛЭП только одного устройства РЗ применение для разных ЛЭП одного и того же канала связи или каналообразующей аппаратуры.

3.14.8.10. **Перспективные технологии:**

- использование сети Ethernet для обеспечения цифрового обмена данными между устройствами РЗА.

3.15. Комплекс инженерно-технических средств охраны

3.15.1. Общие требования.

3.15.1.1. Комплекс инженерно-технических средств охраны (далее – ИТСО) должен создаваться на всех объектах общества, вне зависимости от категории объекта.

3.15.1.2. Комплекс ИТСО должен создаваться как комплекс

интегрированных технических систем охраны, выполненный на базе современных программных и технических средств, обеспечивающий требуемый уровень антитеррористической защищенности и безопасности объектов Группы РусГидро.

3.15.1.3. ИТСО должны соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации в сфере обеспечения безопасности объектов ТЭК.

3.15.2. **Инженерно-технические средства защиты (далее – ИТСЗ).**

3.15.2.1. Совокупность средств ИТСЗ должна обеспечивать время задержки нарушителя по пути его движения к цели совершения противоправных действий, необходимое для реагирования подразделения охраны.

3.15.3. **Система охранной сигнализации (далее – СОС).**

3.15.3.1. СОС должна соответствовать ГОСТ Р 50776-95.

3.15.3.2. Технические средства СОС должны обеспечивать обнаружение нарушителя при его попадании или пересечении зоны обнаружения извещателя охранного, контроль состояния оборудования и линий связи и передачу сигнала «ТРЕВОГА» от извещателя оператору системы и в другие системы комплекса инженерно-технических средств охраны.

3.15.3.3. Рекомендуется использовать извещатели охранные однопозиционные лишь в качестве вспомогательных технических средств охраны (далее – ТСО) при построении СОС периметра.

3.15.4. **Система контроля управления доступом (далее – СКУД).**

3.15.4.1. СКУД должна соответствовать ГОСТ 31565-2012.

3.15.4.2. Технические средства СКУД должны обеспечивать:

- контроль доступа персонала, посетителей и по возможности автотранспортных средств на территорию и охраняемые зоны производственного объекта;
- идентификацию личности при проходе (проезде) на территорию и охраняемые зоны производственного объекта;
- разграничение прав доступа персонала в охраняемые зоны по номеру карты и времени прохода;
- централизованное назначение и последующую модификацию прав персонала по доступу в охраняемые зоны;
- автономную работу контроллеров и считывателей при потере связи с системой;
- протоколирование всех проходов (проездов) в здание ДС (на прилегающую территорию) и попыток несанкционированных действий с фиксацией даты, времени и места прохода (проезда), а также контроль нахождения в здании ДС (на прилегающей территории), с возможностью автоматизированного анализа электронных журналов и формирования отчетов;
- централизованную разблокировку и отпирание проходов при поступлении сигнала от пожарной сигнализации или по команде оператора;

- централизованную блокировку входных дверей и межэтажных переходов по команде;
- сохранение протокола работы и сведений при пропадании электропитания не менее чем о 1500 последних событиях.

3.15.4.3. С целью обеспечения безопасной эксплуатации объектов необходимо предусмотреть интеграцию СКУД с системой пожарной сигнализации, системой оповещения о пожаре и управления эвакуацией и СОТ.

3.15.5. **Система сбора и обработки информации (далее – ССОИ).**

3.15.5.1. ССОИ должна соответствовать ГОСТ Р 57674-2017.

3.15.5.2. Все технические средства должны быть максимально интегрированы в рамках построения ССОИ.

3.15.5.3. Система передачи данных ИТСО должна быть изолирована от локальной сети объекта.

3.15.5.4. Дистанционное вмешательство в работу системы сбора и обработки информации через какой-либо другой внешний канал связи и интерфейс должны быть полностью исключено.

3.15.6. **Система охранная телевизионная (далее – СОТ).**

3.15.6.1. СОТ должна соответствовать ГОСТ Р 51558-2014.

3.15.6.2. СОТ должна обеспечивать возможность круглосуточного удаленного визуального контроля территории и внутренних зон в режиме реального времени, с ведением автоматической записи видеоинформации от всех видеокамер при поступлении тревожных сигналов от средств обнаружения или сигналов от детекторов движения, а также просмотр видеозаписей.

3.15.6.3. Оборудование СОТ должно соответствовать следующим требованиям к техническим характеристикам:

- разрешающая способность видеокамер должна обеспечивать качество изображения, необходимое для требуемой детализации представляемой информации;
- чувствительность видеокамер должна соответствовать предполагаемому уровню освещенности в зоне контроля. При необходимости предусматривать наличие дополнительного освещения или инфракрасных прожекторов;
- зона видимости (секторы обзора и фокусное расстояние) должны обеспечивать выполнение запланированной оптической задачи;
- средства архивирования видеоинформации должны обеспечивать архив системы объемом не менее 30 суток по максимальным параметрам записи;
- оборудование системы охранного телевидения должно объединяться в изолированную локальную сеть;
- IP-камеры видеонаблюдения должны поддерживать стандартизованный протокол для взаимодействия различного оборудования и программных средств, входящих в состав ИТСО, ONVIF;

- Оборудование СОТ должно иметь возможность передачи видеоизображений в систему технологического телевидения.

3.15.7. **Система охранного освещения (далее – СОО).**

3.15.7.1. Системы охранного освещения объекта должна обеспечивать достаточное освещение зон визуального контроля периметра и внутренней территории объекта для выполнения ТСО своих функций в условиях недостаточной освещенности, а также для обеспечения деятельности подразделений охраны. Рекомендуется применять осветительные приборы, построенные по технологии энергосбережения.

3.15.7.2. Включение охранного освещения должны быть предусмотрено как в автоматическом, так и в ручном режиме.

3.15.8. **Требования к системе оповещения.**

3.15.8.1. Система оповещения на охраняемом объекте и его территории создается для оперативного информирования персонала о тревоге или чрезвычайной ситуации (нападение, террористический акт и др.), а также для координации их действий.

3.15.8.2. Сигналы оповещения должны отличаться от сигналов другого назначения.

3.15.8.3. Коммуникации системы оповещения допускается совмещать с радиотрансляционной сетью объекта.

3.15.9. **Система электропитания.**

3.15.9.1. Электропитание комплекса ИТСО должно быть бесперебойным и предусматривать два независимых источника.

3.15.9.2. Переключение с основного электропитания на резервное и обратно должно происходить автоматически, без нарушения работы технических средств охраны.

3.15.10. **Защита акватории объектов**

3.15.10.1. При необходимости обеспечения безопасности акватории производственных объектов инженерными средствами требуется обязательное рассмотрение предлагаемых решений на НТС производственного объекта с привлечением специалистов Генеральной проектной организации с целью определения их влияния на объект, водную среду и возможность безопасной эксплуатации производственного объекта.

3.15.11. **Перспективные технологии**

- Переход от использования множества рубежей инженерно-физических средств защиты к применению инновационных технических средств блокирования и противодействия проникновению на объекты Группы;
- Создание систем и комплексов ИТСО позволяющих уменьшить влияние человеческого фактора на работу систем;
- Создание систем раннего обнаружения, оповещения и реагирования;
- Создание систем обнаружения подводных объектов и нелетального воздействия на них.

3.16. Информационно-технологические системы и комплексы

3.16.1. Общие требования к элементам информационно-технологических систем и комплексов

3.16.1.1. Основные требования и ограничения, применяемые при построении, развитии и эксплуатации информационно-технологических систем и программно-аппаратных комплексов, а также оказании ИТ-услуг, реализации проектов в области ИТ, в целях эффективного применения информационных технологий, определяются в Технической политике в области информационных технологий (далее – Техническая политика по ИТ). Техническая политика по ИТ является неотъемлемой частью Технической политики Группы РусГидро, детализирующей требования в направлении ИТ-деятельности как отдельно для Общества, так и внутри ПО.

3.16.1.2. Требования к ИТ инфраструктуре:

- должна функционировать единая для Общества (ПО) резервируемая ИТ-инфраструктура, охватывающая кабельные сети, сети связи и передачи данных, системы оперативно-диспетчерского управления, ЦОД (основной и резервный), серверное оборудование, базовые информационные сервисы и системы информационной безопасности;
- единая ИТ-инфраструктура Общества (ПО) должна обеспечивать сбор, передачу, обработку и хранение данных, в том числе аудио и видеоконтента.

3.16.1.3. Требования к единой модели данных Общества (ПО):

- на основании существующих информационных потоков, их состава и структуры, источников возникновения информации, требований к её передаче, обработке и хранению должна быть создана единая модель данных Общества (ПО);
- для обеспечения согласованного развития информационных систем необходимо использовать единую модель данных, соответствующую международным стандартам, централизованные справочники, единые принципы и технологии интеграции, принципы единой точки ввода данных;
- ввод одних и тех же данных в разные информационные системы не допускается;
- в составе комплекса информационных систем должна функционировать информационная система, обеспечивающая поддержку и сопровождение информации об информационных системах и ИТ-инфраструктуре Общества (ПО).

3.16.1.4. Требования к информационному обмену:

- информационные потоки, возникающие в процессе информационного обмена между отдельными элементами информационно-технологической системы и комплекса, должны по интенсивности, направленности и структуре соответствовать единым стандартам информационного обмена. Комплекс информационных систем должен обеспечивать взаимодействие с внешними информационными системами, в

том числе: с АО «СО ЕЭС» в части обмена технологической информацией, и, при необходимости, с информационными системами сторонних научно-исследовательских и проектных институтов, производителей оборудования, подрядных, ремонтно-сервисных организаций, государственных органов, инфраструктурных организаций оптового и розничных рынков электрической энергии (мощности), субъектами оптового и розничных рынков и иных источников данных, необходимых для осуществления деятельности Общества (ПО);

- интеграция информационных систем внутри Группы РусГидро обеспечивается за счет универсальных интерфейсов для интеграции и обмена данными с системами различных уровней (исполнительный аппарат ПАО «РусГидро», филиал, ПО) с учетом приоритетности обеспечения интеграции корпоративных бизнес-приложений:
  - с производственными системами;
  - с системами ПО, обменивающимися информацией с исполнительным аппаратом ПАО «РусГидро» (таких как ПО Дальневосточного Федерального округа, проектные и строительные ПО);
  - с системами ПО, оптимизация функционирования которых существенно влияет на эффективность эксплуатации действующих гидроэнергетических активов;
  - в части интеграции с остальными ПО должен применяться федеративный принцип интеграции: системы функционируют с учетом принципов федеративного взаимодействия и обмена данными.
- интеграция с внешними системами по отношению к Группе РусГидро должна обеспечиваться за счет единого универсального интерфейса интеграции с ГИС и ИС федерального уровня;
- единая система управления нормативно-справочной информацией должна быть создана как основа интеграции и обеспечения взаимодействия различных систем Общества (ПО) по данным (должно обеспечиваться полноценное сопоставление и анализ данных).

3.16.1.5. Общие требования к информационным системам, используемым для автоматизации бизнес-процессов производственно-технологической и финансово-экономической деятельности Общества (ПО):

- открытость и совместимость: информационные системы должны быть готовы к интеграции новых компонент, расширению уже имеющихся функций, а также обеспечивать возможность интеграции с другими системами, эксплуатируемыми в Обществе (ПО) и с внешними ИС в соответствии с автоматизируемыми процессами и функциями производственных систем. В ИС должны применяться стандарты на правила передачи (протоколы, интерфейсы) и хранения информации, принятые в соответствии с требованиями, указанными в пп. 3.14.1.2, 3.14.1.3;
- стандартизация и унификация: должны использоваться типовые,

унифицированные и стандартизованные элементы, проектные решения, пакеты прикладных программ, комплексы, компоненты, которые либо уже используются в Обществе (ПО), либо рекомендованы для использования ЛНА;

- эффективность: должно быть достигнуто рациональное соотношение между затратами на создание ИС и целевыми эффектами, включая конечные результаты, получаемые в результате автоматизации;
- масштабируемость: при возрастании количественных и качественных требований к объемам перерабатываемой информации и информационным потокам ИС должны расширяться путем наращивания или замены вычислительного и сетевого оборудования на более производительное, необходимость переработки приложений или инсталляции новой сетевой инфраструктуры должна быть минимизирована;
- модифицируемость (адаптивность): исходя из перспектив развития объекта автоматизации, ИС должны создаваться с учетом возможности адаптации к изменяющимся условиям функционирования объекта автоматизации, настраивания на изменение количественных значений системных характеристик, состава функций и информации, отображаемой на рабочих местах пользователей без прерывания функционирования системы;
- модульность: ИС должны быть реализованы как совокупность отдельных максимально независимых компонент (модулей), взаимодействующих между собой с использованием единых правил и унифицированных интерфейсов. Используемые решения должны обеспечивать отчуждаемость отдельных модулей;
- виртуализация: серверов, приложений, рабочих мест для создания программно-определяемых сетей и инфраструктуры;
- надежность и безопасность: ИС должны обеспечивать возможность перезапуска с ближайшего до точки сбоя целостного состояния данных при минимальных потерях информации, обеспечивать защищенность от случайных или преднамеренных воздействий естественного или искусственного характера, включая несанкционированный доступ и ошибки пользователей;
- планирование развития и проектирование ИС, в том числе их состава, способа и технологии интеграции, состава и структуры информационных потоков, модели данных, карты функционального покрытия ИС, должно осуществляться централизованно:
- при планировании внедрения и развития ИС должно учитываться их ресурсное обеспечение на протяжении всего жизненного цикла, включая внедрение, эксплуатацию и вывод из эксплуатации;
- внедрение и использование информационных систем должно осуществляться в соответствии с требованиями законодательства о защите интеллектуальной собственности и лицензировании. В договорах на разработку информационных систем для нужд Общества (ПО) должна быть предусмотрена передача исключительных прав Заказчику, в соответствии с

законодательством РФ.

3.16.2. **Автоматизированные системы управления технологическими процессами**

3.16.2.1. АСУТП должна быть создана для всех ГЭС, ГАЭС, ТЭС как интегрированная иерархическая система управления, выполненная на базе современных программных и микропроцессорных вычислительных средств, и должна обеспечивать решение задач управления технологическими процессами выработки, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

3.16.2.2. Структура и состав программно-технических комплексов АСУТП ГЭС, ГАЭС, ТЭС определяется следующими факторами:

- ролью ГЭС, ГАЭС, ТЭС в энергосистеме;
- количеством и единичной мощностью агрегатов;
- видом используемого топлива ТЭС;
- климатическими условиями расположения ГЭС, ГАЭС, ТЭС;
- водохозяйственным и водно-энергетическим значением ГЭС, ГАЭС;
- составом и видом оборудования с учётом производственного цикла ТЭС.

3.16.2.3. АСУТП должна создаваться как функционально-распределённая система. При построении АСУТП должна обеспечиваться автономность выполнения всех основных функций управления отдельными локальными системами управления технологическими процессами, устройствами и комплексами РЗА.

3.16.2.4. В структуре АСУТП выделяются два уровня:

- нижний уровень, включающий программно-технические комплексы локальных систем управления технологическими процессами;
- верхний уровень, включающий программно-технические комплексы общестанционных функций управления.

3.16.2.5. Для автоматизации общестанционных функций АСУТП должна выполняться интеграция локальных систем управления технологическими процессами, устройств и комплексов РЗА в верхний уровень АСУТП энергообъекта.

3.16.2.6. Созданием АСУТП должны решаться задачи:

- повышения безопасности и надёжности функционирования технологического оборудования за счёт обеспечения дистанционного контроля и управления технологическими процессами, автоматизации деятельности персонала;
- повышения эффективности эксплуатации производственных объектов за счёт оптимизации использования топливных ресурсов, автоматизации ведения электрических, водно-энергетических и теплоэнергетических режимов;

- оптимизации затрат на техническое обслуживание и ремонт оборудования за счёт представления объективных данных о техническом состоянии оборудования.

3.16.2.7. Интеграция локальных систем управления технологическими процессами, устройств и комплексов РЗА в АСУТП должна выполняться на основе коммуникационных шин данных:

- шина «процесса» – для коммуникации терминалов, контроллеров и других вычислительных узлов с исполнительными устройствами и первичными измерительными приборами;
- шина «станции» – для коммуникации терминалов, контроллеров и других вычислительных узлов между собой и с программно-техническими комплексами верхнего уровня АСУТП.

3.16.2.8. Алгоритмическая и конфигурационная информация АСУТП должна быть структурирована и храниться в базе данных. При структурировании алгоритмического обеспечения необходимо руководствоваться нормами стандарта ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016 «Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования». Допускается использование других форматов описания конфигурации, при условии наличия их открытой (доступной) спецификации.

3.16.2.9. Регистрируемые АСУТП параметры и события подлежат архивированию в единой технологической базе данных для ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования. Срок оперативного хранения данных – не менее трёх лет, архивное хранение информации обеспечивается на весь срок эксплуатации оборудования. Автоматическое архивирование должно сохранять информацию с исходной точностью присвоения меток времени и дискретизации данных.

3.16.2.10. Не допускается реализация изменений в структуре АСУТП без согласования с проектировщиком системы. Согласование изменений должно проводиться Заказчиком проекта. Изменения не должны приводить к ухудшению характеристик выполнения базовых функций по быстродействию, синхронизации, дискретизации, достоверности, пропускной способности.

3.16.2.11. При проектировании АСУТП должна быть предусмотрена возможность аппаратного и программного расширения, для чего на этапе проектирования системы следует ориентироваться на применение линеек оборудования, обеспечивающего широкий охват задач автоматизации технологических процессов энергообъекта.

3.16.2.12. Серверы АСУТП, обеспечивающие функционирование оперативной и архивной частей технологической базы данных, приложений для обеспечения контроля и управления технологическим процессом, регистрации событий системы, должны полностью резервироваться как программно, так и аппаратно.

3.16.2.13. Топология ТСПД должна удовлетворять требованиям надёжности. ТСПД должна обеспечивать существование, как минимум, двух физически разных маршрутов прохождения информации между любыми

узлами сети. Применяемое коммутационное оборудование ТСПД должно поддерживать протоколы диагностики состояния сети. Потеря информации в АСУТП при повреждении ТСПД должна быть исключена.

3.16.2.14. В качестве источника единого времени для всех устройств АСУТП и оборудования, интегрируемых устройств и комплексов РЗА, локальных систем управления технологическими процессами необходимо использовать СОЕВ в составе АСУТП. Для объектов, на которых отсутствует единая объектовая СОЕВ, в период до её создания и ввода допускается использование индивидуальных СОЕВ. Серверы точного времени СОЕВ должны быть резервированы.

3.16.2.15. Требования к мониторингу и диагностике интегрированных в АСУТП локальных систем управления технологическими процессами, устройств и комплексов РЗА, оборудования ТСПД, программных и технических средств верхнего уровня АСУТП:

- на верхнем уровне АСУТП должны быть обеспечены сбор, обработка, архивирование и отображение данных самодиагностики интегрированных в АСУТП локальных систем мониторинга и управления, устройств и комплексов РЗА, оборудования ТСПД, программных и технических средств верхнего уровня АСУТП;
- в режиме реального времени на верхнем уровне АСУТП должна выполняться автоматическая диагностика интегрированных в АСУТП локальных систем управления технологическими процессами, устройств и комплексов РЗА, оборудования ТСПД, программных и технических средств верхнего уровня АСУТП, с возможностью выдачи во внешние системы экспертной оценки состояния технических и программных средств и необходимых мероприятий по приведению их, при отклонении, в нормативное состояние;
- необходимая информация о работоспособности АСУТП должна передаваться во внешнюю систему мониторинга в режиме реального времени для оперативного реагирования на внештатные ситуации.

3.16.2.16. Требования к АСУТП ПС:

- АСУТП ПС должна создаваться как единый распределённый комплекс ОТУ, мониторинга и диагностики состояния оборудования;
- должна выполняться унификация процедур информационного взаимодействия на основе использования протоколов передачи данных (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики», ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2005 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 103. Обобщающий стандарт по информационному интерфейсу для аппаратуры релейной защиты», ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей», стандарты серии МЭК 61850 «Сети и системы связи на

подстанциях»);

- АСУТП ПС должна решать задачи управления переключениями и дистанционного управления исполнительными устройствами, включая коммутационные аппараты, РПН и устройства компенсации реактивной мощности;
- АСУТП энергообъектов, функционирующих в составе ЕЭС России, ЛЭП, оборудование и устройства которых отнесены к объектам диспетчеризации, должно обеспечивать информационный обмен с ДЦ АО «СО ЕЭС» в соответствии с техническим требованиями АО «СО ЕЭС»;
- должно обеспечиваться управление режимами без участия персонала по соответствующим алгоритмам;
- резервирование должно выполняться с использованием протокола PRP МЭК 62439-3 «Промышленные сети связи. Сети с высокой готовностью к автоматической обработке».

3.16.2.17. При создании АСТУ уровня ЦУС, ОДГ РЭС необходимо предусматривать следующие требования:

- для сетей 110 кВ и выше в качестве средств измерений должны использоваться отдельные датчики и измерительные преобразователи;
- необходимость использования отдельных датчиков и измерительных преобразователей для сетей 35 кВ определяется проектом с учётом состава сигналов, определяемого в зависимости от функционального назначения подстанции (узловая, транзитная или тупиковая);
- для сетей 0,4-6/10 кВ в качестве средств электрических измерений должны использоваться средства коммерческого учёта;
- АСТУ ЦУС, в зоне эксплуатационной ответственности которых имеются ЛЭП, оборудование и устройства отнесенные к объектам диспетчеризации АО «СО ЕЭС», должны обеспечивать информационный обмен с ДЦ АО «СО ЕЭС» в соответствии с техническим требованиями АО «СО ЕЭС».

3.16.2.18. При проектировании АСУТП должны быть учтены требования федерального законодательства по обеспечению безопасности критической информационной инфраструктуры.

3.16.2.19. **Перспективные технологии:**

- реализация верхнего уровня АСУТП с использованием кластерных решений в виртуальной вычислительной среде;
- построение нормативно-справочной информации АСУТП на уровнях шины «процесса» и шины «станции» на основе структур данных в соответствии с требованиями стандартов серии МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях»;
- применение прикладного программного интерфейса (API) в соответствии с требованиями стандартов серии МЭК 61970/61968 для коммуникации программно-технических комплексов верхнего уровня АСУТП и приложений АСУП;

- применение интеллектуальных датчиков и интеллектуальных устройств сопряжения с объектом;
- реализация АСУТП с верификацией эксплуатационных параметров основного и вспомогательного оборудования и контроль их изменения в режиме реального времени с выдачей прогнозно-аналитической оценки состояния оборудования и рекомендаций по изменению оперативных и технических ограничений.

3.16.3. **Автоматизированные системы управления производством**

3.16.3.1. Для обеспечения деятельности производственных объектов Группы РусГидро должны функционировать АСУП.

АСУП в Группе РусГидро должны обеспечивать следующие процессы:

- управление техническим обслуживанием производственных активов;
- управление ремонтами производственных активов;
- планирование производственных программ Группы;
- управление вводами и выводами производственных активов;
- мониторинг состояния производственных активов;
- производственный контроль на опасных производственных объектах и гидротехнических сооружениях;
- внутренний аудит и технический контроль деятельности Группы;
- управление аварийным запасом.

3.16.3.2. Нормативно-справочная информация системы УФАП должна быть единой.

3.16.3.3. Транзакционная информация между компонентами системы УФАП должна передаваться автоматически.

3.16.3.4. Автоматизированные системы управления производством производственных объектов должны интегрироваться в системы верхнего уровня.

3.16.3.5. Требования к другим системам управления должны определяться Технической политикой в области информационных технологий.

3.16.4. **Средства диспетчерского и технологического управления**

3.16.4.1. СДТУ должны обеспечивать сбор и передачу информации, необходимой для функционирования автоматизированных систем диспетчерского и технологического управления, в том числе использоваться при организации телефонной связи для оперативных переговоров.

3.16.4.2. Объекты электроэнергетики, оснащенные телефонной связью для оперативных переговоров должны быть оборудованы системами регистрации, обеспечивающими запись оперативных переговоров.

3.16.4.3. Каналы связи СОТИАССО должны соответствовать действующей НТД, в том числе удовлетворять требованиям:

- в каждом направлении передачи информации должны быть сформированы два независимых канала связи;
- независимость каналов в каждом направлении связи должна достигаться за счет организации каналов связи в разных линиях связи, не имеющих общих линейно-кабельных сооружений, или, в разных средах распространения с соответствующим выбором трасс прохождения каналов, использования основного и резервного оборудования связи и электропитания, размещения в разнесённых помещениях основного и резервного узлов связи;
- коэффициент готовности систем связи, состоящих из двух независимых каналов должен быть не менее 0,9996 для периода эксплуатации, равного одному году;
- пропускная способность каналов связи должна обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации с гарантированным качеством передачи ;
- должен обеспечиваться непрерывный мониторинг исправности оборудования и каналов связи и согласованный порядок ввода-вывода оборудования и каналов связи в ремонт и техническое обслуживание, в том числе и по арендованным каналам связи.

3.16.4.4. При организации каналов технологической и диспетчерской связи при новом строительстве и ТПиР систем связи следует максимально объединять цифровые каналы связи для технологических задач в общем физическом канале связи, обеспечивающем требования надёжности для всех приложений и задач, использующих данный канал.

3.16.4.5. При проектировании СДТУ должны быть учтены требования законодательства по обеспечению безопасности критической информационной инфраструктуры.

3.16.4.6. Комплекты и шкафы оборудования СДТУ и АСУТП должны размещаться в двух независимых разнесённых по разным зданиям (помещениям) узлах связи (основной и резервный).

3.16.4.7. СГЭ узла связи должна строиться на базе одного или двух АБП, которые должны быть подключены к двум независимым источникам переменного напряжения кабелями, проложенными по разным трассам и исключающими их выход из строя по общей причине.

В качестве резервного источника электропитания АБП должна использоваться СОПТ. Расчётное время работы АБП от СОПТ в аварийном режиме должно составлять 30 минут (от одной аккумуляторной батареи СОПТ). В исключительных случаях, при наличии обоснований, допустимо использовать ИБП в качестве СГЭ, с подключением ИБП к двум независимым источникам переменного напряжения, проложенным по разным трассам, исключающим их выход из строя по общей причине. Аккумуляторная батарея ИБП должна быть выполнена в соответствии с требованиями к

аккумуляторной батарее СОПТ.

3.16.4.8. **Запрещается** размещать узлы связи и их СГЭ в помещениях, расположенных в зоне возможного затопления.

3.16.4.9. **Перспективные технологии:**

- применение технологий пакетной передачи данных при организации и реконструкции каналов связи СДТУ;
- обеспечение приоритезации критичных к задержкам типов данных за счет внедрения механизмов по обеспечению качества обслуживания (QoS);
- обеспечение мультисервисности – одновременной передачи по сети всех видов трафика (голос, данные, видео);
- применение единых унифицированных решений для сервисов стационарной, включая телефонную связь для оперативных переговоров, и подвижной телефонии, громкоговорящей связи, видеонаблюдения на базе организации и развития мультисервисных узлов коммутации и доступа;
- применение технологии постоянного резервирования (active redundancy) при организации резервирования СДТУ.

3.16.5. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учёта электрической энергии

3.16.5.1. Автоматизированные информационно-измерительные системы учета электрической энергии должны охватывать все точки коммерческого и технического учета электрической энергии с целью получения полного баланса электрической энергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

3.16.5.2. Требования к АИИС КУЭ ОРЭМ:

- структура и количество уровней АИИС КУЭ ОРЭМ должны определяться организационной и технической структурой филиалов и ПО Группы. Рекомендуется реализация двухуровневых АИИС КУЭ ОРЭМ;
- в качестве источника единого времени необходимо использовать единую объектовую систему обеспечения единого времени (СОЕВ в составе АСУТП);
- при организации каналов связи между компонентами АИИС КУЭ ОРЭМ должны применяться стандартные интерфейсы и промышленные протоколы связи с использованием собственных или арендованных оптоволоконных или проводных линий связи. При отсутствии возможности реализации таких каналов связи допускается при проектном обосновании с обеспечением требований информационной безопасности применять собственные или арендованные радиорелейные линии связи и арендованные спутниковые и GSM каналы связи;
- программное обеспечение АИИС КУЭ ОРЭМ должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

3.16.5.3. **Запрещается:**

- использование индивидуальных СОЕВ в АИИС КУЭ ОРЭМ (для объектов Группы, на которых отсутствует единая объектовая СОЕВ, в период до её создания и ввода допускается использование индивидуальных СОЕВ).

3.16.5.4. **Перспективные технологии:**

- реализация совместного использования измерительных цепей и устройств АИИС КУЭ ОРЭМ и систем электрических измерений;
- реализация цифровых АИИС КУЭ ОРЭМ измерений с применением оптических и электронных измерительных ТТ и ТН, протоколов на базе стандарта МЭК 61850-9.2 «Цифровая подстанция» (с учётом требований раздела 3.12.8 настоящей Технической политики).

3.16.5.5. Требования к создаваемым и модернизируемым АИИС КУЭ РРЭ Группы РусГидро, предъявляемые правилами функционирования розничных рынков электрической энергии и иными нормативными правовыми актами, в том числе требования к интеллектуальным системам учёта электрической энергии:

- структура и количество уровней АИИС КУЭ РРЭ должны определяться организационной и технической структурой филиалов и ПО Группы, оказывающих услуги на розничных рынках электрической энергии. Рекомендуется реализация двухуровневых АИИС КУЭ РРЭ для многоквартирных домов;
- при создании систем АИИС КУЭ РРЭ необходимо предусматривать установку приборов учёта, обеспечивающих предоставление минимального набора функций интеллектуальных систем учёта электрической энергии, в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, в том числе обеспечивающих передачу зарегистрированных событий в ИВК по инициативе прибора учета в момент их возникновения и выбор их состава;
- для целей унификации программных платформ и снижения затрат на эксплуатацию и поддержку АИИС КУЭ РРЭ ИВК должен обеспечивать в полном объёме реализацию требований к программно-аппаратному комплексу ИВК интеллектуальных систем АИИС КУЭ РРЭ. Целесообразно реализовать ИВК на централизованной «облачной» платформе. Единая программная платформа ИВК должна обеспечивать функциональность по консолидации и управлению ресурсами хранения данных всех типов, необходимую для РРЭ и обеспечения наблюдаемости ТП/РП 6-10/0,4 кВ;
- для целей обеспечения наблюдаемости ТП/РП 6-10/0,4 кВ необходимо совмещать в приборах технического учёта, размещаемых на ТП/ПС, функционала по учёту электроэнергии и по обеспечению задач телемеханики ТП/ПС, с реализацией передачи зарегистрированных событий в несколько направлений (ИВК, ОИК) по инициативе прибора учёта в момент их возникновения и выбор их состава:
  - контроль пропадания напряжения на ТП/ПС;
  - контроль срабатывания датчиков охранно-пожарной сигнализации;

- онлайн-мониторинг параметров качества электроэнергии, контроль выхода параметров качества за пределы;
- передача телеизмерений, полученных от многофункциональных цифровых измерителей, устройств РЗА, многофункциональных приборов учета по цифровым интерфейсам;
- поддержка протокола передачи данных ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей»;
- съём и передача дискретных сигналов с ячеек ТП/ПС.

- Программное обеспечение АИИС КУЭ РРЭ должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

3.16.5.6. **Перспективные технологии:**

- применение в АИИС КУЭ РРЭ технологий передачи данных LoRaWAN, машинной связи на базе LTE для передачи данных с приборов учёта электрической энергии непосредственно в ИВК без использования промежуточных маршрутизаторов;
- применение в АИИС КУЭ РРЭ ИВК сбора и обработки данных с возможностью информационного взаимодействия с ИВК смежных и (или) нижестоящих систем коммерческого учёта электроэнергии на основе стандартов серии МЭК 61968.

3.16.6. **Телекоммуникационная инфраструктура**

3.16.6.1. В Группе РусГидро должно быть обеспечено синхронное развитие сети связи, обеспечивающей бесперебойную доставку всех видов информации (голос, корпоративные данные, технологические данные, видео), в целях обеспечения управления технологическими процессами при производстве, передаче и распределении электроэнергии, финансово-хозяйственной деятельности Группы.

3.16.6.2. Сеть связи Группы РусГидро должна обеспечить потребности пользователей технологических и корпоративных систем управления современным набором услуг связи с заданными показателями качества обслуживания при оптимальных затратах на развитие и эксплуатацию сети связи для достижения требуемого уровня надёжности и темпов развития производственных объектов Группы РусГидро.

3.16.6.3. Телекоммуникационная инфраструктура делится на следующие составляющие:

- внешнеобъектовая;
- внутриобъектовая.

3.16.6.4. При построении внешнеобъектовой телекоммуникационной инфраструктуры необходимо руководствоваться следующими принципами:

- приоритетным способом организации каналов связи является аренда телекоммуникационных мощностей у ведущих федеральных

операторов. Допускается строительство собственных линий связи электросетевыми ПО при наличии экономической целесообразности;

- приоритетное использование цифровых наземных проводных каналов связи;
- приоритетное использование каналов связи с технологий пакетной коммутации;
- для внешних подключений должны использоваться подсистемы маршрутизации и межсетевого экранирования;
- внешние подключения должны обеспечиваться защитой периметра посредством комплексной системы информационной безопасности;
- каналы связи для подключения филиалов и ПО ПАО «РусГидро» должны шифроваться с использованием криптографических алгоритмов, установленных национальными стандартами.

3.16.6.5. Внутриобъектовая телекоммуникационная инфраструктура должна состоять как минимум из двух логически изолированных сегментов:

- КСПД;
- ТСПД.

3.16.6.6. Архитектура КСПД должна быть основана на следующих принципах:

- строиться на трёхуровневой модели (уровень доступа, уровень распределения и магистральный уровень);
- иметь резервирование по оборудованию и каналам связи;
- иметь модуль подключения к внешним сетям;
- архитектурно разбиваться на милитаризованные и демилитаризованные зоны;
- сеть должна обеспечивать качество обслуживания (QoS) для разных классов трафика.

3.16.6.7. КСПД должна содержать как минимум следующие подсистемы:

- подсистема передачи данных;
- подсистема беспроводной сети;
- подсистема маршрутизации и межсетевого экранирования;
- подсистема мониторинга и управления.

3.16.6.8. ТСПД представляет собой совокупность средств, обеспечивающих передачу, коммутацию и распределение информации определённого вида для следующих подсистем:

- телефонной связи;
- микросотовой радиосвязи;
- технологического телевидения;
- систем сбора и передачи информации;
- автоматизированной системы управления технологическими процессами.

3.16.6.9. ТСПД должна быть основана на следующих принципах:

- осуществлять передачу соответствующих видов трафика (голос, видео, данные);
- топология – дублированная звезда;
- отсутствие единой точки отказа.

3.16.6.10. На всех уровнях иерархии телекоммуникационная инфраструктура должна обеспечивать обмен всеми видами информации (звук, видео, данные) с гарантированным качеством.

3.16.6.11. Детальные требования к телекоммуникационной инфраструктуре с учётом требований раздела 3.14 настоящего документа определяются Технической политикой в области ИТ и Политикой развития сети связи ПАО «РусГидро».

3.16.7. Требования к ИТ-инфраструктуре

3.16.7.1. Серверные помещения ЦОД и технологических площадок должны удовлетворять следующим общим требованиям:

- запрещается размещать серверные помещения в подвалах и иных помещениях, оснащенных большим количеством инженерных сооружений, которые представляют потенциальную опасность для оборудования;
- серверная комната должна представлять собой помещение с ограниченным доступом, предназначенное для размещения серверного оборудования;
- конструкция серверной комнаты должна соответствовать следующим требованиям:
  - поддерживать требуемую непрерывность рабочих процессов;
  - защищать ценное оборудование и данные;
  - физический доступ к серверной комнате должны иметь только уполномоченные сотрудники ИТ–подразделений и обслуживающих организаций;
- для ограничения физического доступа к серверной комнате должны использоваться автоматизированные системы контроля доступа;
- в зависимости от уровня ЦОД серверная комната должна быть оснащена:
  - источником бесперебойного питания;
  - системой кондиционирования;
  - системой регулирования чистоты и влажности воздуха;
  - серверными и телекоммуникационными шкафами, стойками;
  - системами контроля состояния внутренней среды:
  - системой видеонаблюдения;
- в серверной комнате рекомендуется иметь фальшпол.
- рекомендуется при расчете площади помещений исходить из расчета 2 кв. м на один 19–дюймовый шкаф, если иного не предусмотрено

техническим проектом или рабочей документацией;

- при принятии решения по выбору помещения для размещения ЦОД рекомендуется рассматривать возможность аренды площадей на внешних коммерческих технологических площадках, инженерные системы которых удовлетворяют требованиям данной Технической политики.

3.16.7.2. Общие требования к системам обработки и хранения данных.

При планировании систем обработки, хранения и резервного копирования данных для ЦОД и технологических площадок, необходимо предусматривать:

- производительность оборудования должна складываться из производительности основных подсистем. Необходимо отслеживать нагрузку основных подсистем, выявлять узкие места и наращивать по мере необходимости производительность путем установки дополнительных модулей;
- в рабочем режиме сервер должен иметь загрузку основных ресурсов не более чем на 75%, чтобы выдерживать пиковую нагрузку в случае необходимости;
- использование виртуализации;
- масштабируемость;
- высокую надежность (возможность сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения);
- ремонтопригодность (минимизацию времени восстановления работоспособности);
- высокую готовность.

Степень готовности оборудования должна обеспечиваться за счет:

- уменьшения единичных точек отказа;
- технологии объединения нескольких серверов в кластер;
- использование систем высокой готовности от ведущих производителей.

4. Требования к процессам, обеспечивающим жизненный цикл производственных объектов

4.1. Общие требования

4.1.1. В течение всего жизненного цикла производственного объекта должен быть обеспечен контроль его соответствия обязательным требованиям, установленным НПА, в том числе требованиям к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, промышленной, экологической, пожарной безопасности, требованиям охраны труда и Технической политики.

4.1.2. На этапе создания производственных объектов соответствие требованиям, приведенным в пункте 4.1.1, должно осуществляться при проведении следующих основных видов работ:

- разработка программ развития электроэнергетики Группы РусГидро, схем использования энергетического потенциала рек, ВИЭ;
- обоснование инвестиций (включая ОВОС) в строительство производственного объекта;
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- инженерные изыскания;
- разработка проектной и рабочей документации, а также конструкторской документации для оборудования;
- строительство, реконструкция.

4.1.3. В Группе должна функционировать система управления безопасностью и надёжностью оборудования и сооружений, основанная на регулярном взаимодействии научно-проектного и строительного комплексов, Функционального блока главного инженера, обеспечивающая:

- безопасное и надёжное функционирование производственных объектов;
- качество решений, принимаемых на всех стадиях жизненного цикла производственных объектов и обеспечивающих их безопасность и надёжность;
- аналитическое сопровождение принятия управленческих решений и консолидацию информации по безопасности и надёжности функционирования производственных объектов;
- непрерывность и единство оценок уровня безопасности и надёжности оборудования и сооружений всех типов, классов и назначений, имеющихся в Группе;
- применение современных методов мониторинга, средств хранения и обработки данных с использованием автоматизированных комплексов.

4.2. Разработка программ развития электроэнергетики Группы РусГидро, схем использования энергетического потенциала рек, ВИЭ

4.2.1. Разработка и рассмотрение программ развития электроэнергетики (объектов электроэнергетики) Группы РусГидро осуществляется с учетом схемы и программы развития ЕЭС России, схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ, а также схем теплоснабжения поселений, городских округов, городов федерального значения.

4.2.2. При новом строительстве и расширении производственных объектов Группы РусГидро должно быть обеспечено их включение в схемы территориального планирования, а также в схемы и программы развития электроэнергетики. Строительство, реконструкция и техническое перевооружение объектов электросетевого хозяйства должно рассматриваться с учетом Региональных программ развития электросетевого комплекса. Строительство новых объектов генерации в ДФО должно рассматриваться с учетом Программы развития электроэнергетики для обеспечения роста экономики ДФО.

4.2.3. С целью получения комплексного эффекта при инициировании строительства объектов гидроэнергетики или ВИЭ рекомендуется разработка схем использования потенциала рек, ВИЭ, результаты которых являются обоснованием для подготовки предложений в документы территориального планирования, схем и программ развития.

4.2.4. Разработка схем использования энергетического потенциала рек, ВИЭ выполняется в рамках оценки инвестиционного потенциала реализации проектов создания производственных объектов на определенной территории, с последующим уточнением основных параметров проектов на стадии обоснования инвестиций.

4.2.5. При разработке схем использования энергетического потенциала рек, ВИЭ должны выполняться необходимые инженерные изыскания в объёме, позволяющем принять обоснованные решения по техническим, природоохранным, организационным и экономическим аспектам намечаемого строительства.

4.2.6. Ввиду особой ценности возобновляемых источников энергии, с целью предотвращения их частичной утраты запрещается принимать в разработку, согласование и утверждение схемы без проработки альтернативных вариантов и этапов освоения.

4.2.7. С целью минимизации зон затопления предпочтение следует отдавать каскадным схемам использования рек.

4.2.8. Обязательным является рассмотрение результатов разработки схем использования энергетического потенциала рек, ВИЭ на НТС ПАО «РусГидро».

4.3. Разработка обоснований инвестиций

4.3.1. Обоснование инвестиций обязательно разрабатываются в случае,

если планируется строительство, реконструкция:

- гидротехнических сооружений, относящихся к I и II классу;
- в зонах с повышенной сейсмической активностью и (или) сейсмичность площадки строительства составляет 8 и более баллов по шкале MKS;
- при наличии на земельных участках, подлежащих хозяйственному освоению в ходе строительства, особо охраняемых территорий федерального и регионального уровня, значительных объектов культурного наследия;
- производственных объектов, приводящих в результате строительства данного объекта к существенным изменениям в экологической и социально-экономической обстановке на прилегающих к объекту территориях;
- ГЭС в составе водноэнергетических и водохозяйственных гидроузлов с широким спектром комплексного использования (ирригация, водоснабжение, водный транспорт, противопаводковые режимы и др.);
- производственного объекта в неосвоенном и слабоосвоенном регионе со сложной схемой организации строительства;
- крупных и сложных производственных объектов в зоне влияния при возникновении чрезвычайных ситуаций, требующих высокой гарантии защищённости.
- при наличии рисков связанных с резервированием земельных участков;
- производственных объектов, требующих привлечения инвестиционных средств и оценки инвестиционной эффективности;
- объектов капитального строительства сметной стоимостью 3 млрд. рублей и более.

4.3.2. В обоснованиях инвестиций должны быть рассмотрены следующие технические аспекты:

- определение технических характеристик, сроков создания и его стоимости с точностью, достаточной для принятия решения по выделению ресурсов для реализации проекта создания производственного объекта;
- выбор площадки строительства;
- оценки экологических последствий;
- основные компоновочные и планировочные решения, выбор типов основного оборудования;
- технические и технологические риски реализации инвестиционного проекта;
- обоснование предполагаемой (предельной) стоимости проекта.

4.3.3. Обязательным является рассмотрение результатов разработки обоснований инвестиций на НТС ЕЭС, ПАО «РусГидро» или ПО.

4.4. Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы

4.4.1. До применения на производственных объектах Группы перспективных технологий и технических решений, а также иных технологий, технических решений и материалов, ранее не апробированных в условиях производственных объектов аналогичных производственным объектам Группы, необходимо рассмотреть целесообразность проведения НИОКР в целях адаптации данных технических решений к конкретным условиям применения в Группе.

4.4.2. По итогам НИОКР, результатом которых является разработка/апробирование технических решений, технологий и материалов, должны быть предусмотрены испытания и, при необходимости, опытная эксплуатация, подтверждающие характеристики надёжности, безопасности и эффективности.

4.4.3. Результаты НИОКР рассматриваются на НТС ПАО «РусГидро», ПО на предмет возможности и целесообразности дальнейшего использования технического решения, технологии или материалов в производственной деятельности.

4.4.4. В случае необходимости применения при проектировании строительства/реконструкции производственных объектов, прежде всего ГТС, уникальных элементов конструкций, условия проектирования или создания которых не предусмотрены НПА или НТД, должны выполняться НИОКР.

4.4.5. НИОКР, выполняемый при проектировании производственного объекта, включает:

- разработку новых методик расчёта и испытаний для определения характеристик безопасности, надёжности и эффективности конструкции или элемента;
- проведение физического и (или) математического моделирования;
- выполнение расчётов по разработанным методикам.

4.4.6. Выполнение НИОКР является обязательным при проектировании:

- конструктивных решений (кроме типовых) ГТС, относящихся к I и II классу и/или расположенных при сейсмичности площадки строительства 8 и более баллов по шкале MKS в т.ч. плотин, водопропускных сооружений, зданий гидроэлектростанций, судопропускных сооружений, сооружений инженерной защиты от подтопления (затопления);
- конструкций затворного оборудования водопропускных сооружений, зданий ГЭС.

4.4.7. По решению Генерального проектировщика, согласованному с Заказчиком, допускается проектирование ГЭС установленной мощностью 30 МВт и менее без выполнения НИОКР.

4.4.8. Перечень НИОКР при проектировании строительства/реконструкции определяется Генеральным проектировщиком по согласованию с Заказчиком.

4.4.9. Не допускается начало строительно-монтажных работ в

отношении отдельных сооружений, элементов конструкций, оборудования и систем до получения положительного результата НИОКР, предусмотренных техническим заданием на проектирование.

4.5. Инженерные изыскания

4.5.1. Для сбора исходных данных о свойствах площадки строительства на всех стадиях проектирования, а также, по решению Заказчика, на стадии обоснования инвестиций нового строительства производственного объекта должны проводиться инженерные изыскания.

4.5.2. При проектировании нового строительства в состав инженерных изысканий должны быть обязательно включены: инженерно-сейсмологические, инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания.

4.5.3. При проектировании нового строительства крупных и сложных объектов инженерные изыскания допускается проводить силами объектных комплексных изыскательских партий.

4.5.4. При проектировании ТПиР производственного объекта состав и объём инженерных изысканий должен быть определён по результатам обследований.

4.5.5. Конкретный состав и объем инженерных изысканий определяется Генеральным проектировщиком по согласованию Заказчика, с учетом требований технического задания на проектирование, обосновывается и оформляется программой изысканий.

4.5.6. В программе изысканий должна быть учтена необходимость сбора исходных данных одного уровня для всех альтернативных вариантов размещения производственного объекта.

4.5.7. В программе изысканий должно быть предусмотрено параллельное проведение полевых работ и анализ их результатов.

4.6. Разработка проектной и рабочей документации

4.6.1. В Группе под руководством и при непосредственном участии Генерального проектировщика должно быть организовано комплексное проектное сопровождение каждого производственного объекта, включая входящие в состав объекта ГТС, на всех стадиях жизненного цикла. Порядок назначения Генерального проектировщика определяется локальными нормативными актами Общества.

4.6.2. Должна быть исключена возможность давления на проектную организацию со стороны генподрядчиков и других структур при разработке, обосновании и принятии технических решений на всех стадиях проектирования.

4.6.3. При разработке проектной и рабочей документации не допускаются технические решения, которые могут привести к необоснованному сужению конкуренции на этапе проведения конкурентных закупочных процедур, организуемых с использованием этой проектной и

рабочей документации.

4.6.4. В Группе должна функционировать система оценки отбора и внедрения инновационных решений и результатов работ, выполняемых изыскательскими и научно-исследовательскими организациями при выполнении проектного обоснования и НИОКР.

4.6.5. В рамках реализации импортозамещения должна проводиться работа по минимизации использования импортного оборудования и материалов при формировании проектных решений и технических заданий. Использование импортной продукции должно быть возможным только в случаях крайней необходимости, при отсутствии аналогов отечественного производства.

4.6.6. Для руководства комплексным проектным сопровождением распорядительным документом Генерального проектировщика должен быть назначен главный инженер проекта. Кандидатура главного инженера проекта объектов, включающих ГТС I и II классов должна быть утверждена распорядительным документом по Группе.

4.6.7. Выбор площадки, основных характеристик производственного объекта, состав и тип основных сооружений, схем и систем, основного и вспомогательного технологического оборудования должны быть согласованы подразделениями Функционального блока главного инженера.

4.6.8. При проектировании нового строительства, реконструкции ГЭС должны быть рассмотрены технологии и определены мероприятия, направленные на обеспечение выполнения требований природоохранного законодательства, в том числе сохранения водных биологических ресурсов.

4.6.9. При проектировании ТЭС и котельных должны быть рассмотрены технологии и определены мероприятия, предусматривающие максимально возможное снижение негативного воздействия на окружающую среду в соответствии с положениями Экологической политики, сокращение водопотребления и использования земельных участков под золошлакоотвалами (особенно типа ГТС), в том числе за счет придания ЗШО свойств вторичных продуктов сжигания топлива, обеспечивающих их длительное безопасное хранение и высокий потенциал дальнейшего полезного использования.

4.6.10. Требования к мероприятиям по обеспечению антитеррористической защищённости объектов Группы на этапе проектирования:

- на этапе проектирования выделяются критические элементы объекта, проводится анализ уязвимости с целью предварительного определения категории опасности объекта и включения в проект соответствующих технических решений;
- текстовая часть проектной документации должна содержать обоснование применения компенсационных мероприятий в части строительства инженерно-технических средств охраны с указанием конкретных технических решений, позволяющих сохранить состояние

защищенности объекта и препятствующих совершению на нем террористического акта;

- на этапе разработки рабочей документации необходимо организовать взаимодействие с межведомственной комиссией для утверждения либо корректировки категории опасности объекта и согласования технических решений;
- при разработке рабочей документации необходимо выделять в отдельный раздел «Мероприятия по внедрению инженерно-технических средств охраны на строительный период».

4.6.11. Для проектирования и управления проектом должны применяться лицензированные программные средства.

4.6.12. Процесс проектирования должен быть непрерывным, временной разрыв в выполнении проектной документации более одного месяца допускается только по дополнительному обоснованию.

4.6.13. Проектной организацией должна быть обеспечена патентная чистота проектных решений.

4.6.14. При разработке рабочей документации запрещается без согласования Функциональным блоком главного инженера ПАО «РусГидро» вносить изменения в основные проектные решения и конструктивы, принятые в утверждённом проекте.

4.6.15. Перспективные технологии:

- применение технологий многомерного моделирования на всех стадиях проектного сопровождения жизненного цикла производственного объекта.

4.7. Строительство

4.7.1. В Группе должно быть организовано комплексное сопровождение каждого строящегося производственного объекта, обеспечивающее:

- организацию процесса строительства в соответствии с проектом организации строительства;
- выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ заданного качества и в установленные сроки в соответствии с проектной и рабочей документацией;
- соблюдение сроков строительства в соответствии с утвержденными директивными сроками ввода производственного объекта в эксплуатацию;
- сдачу объекта в эксплуатацию в установленном порядке;
- обеспечение безопасных условий труда на строящемся объекте;
- минимизацию экологического воздействия в период строительства;
- рекультивацию и возврат в оборот территорий, временно отведенных под объекты строительной инфраструктуры, после завершения строительства (подписания акта приёмки объекта в эксплуатацию).

4.7.2. При реализации проектов нового строительства, технического

перевооружения, реконструкции, модернизации, демонтажа должен быть организован входной контроль и предмонтажная ревизия оборудования и материалов в целях снижения рисков некачественной поставки и оптимизации сроков реализации проектов.

4.7.3. Для организации комплексного сопровождения каждого строящегося объекта на всех стадиях строительства должна быть назначена строительно-монтажная организация – Генеральный подрядчик.

4.7.4. Размещение объектов строительной инфраструктуры должно строго соответствовать утверждённому до начала строительно-монтажных работ строительному генеральному плану.

4.7.5. Требования к мероприятиям по обеспечению антитеррористической защищённости объектов Группы на этапе строительства производственного объекта:

- на этапе строительства для обеспечения безопасности строящегося объекта и сохранности имущества требуется выполнить комплекс организационных и технических мероприятий по обеспечению пропускного и внутриобъектового режима в строительный период;
- строительство и ввод инженерно-технических средств охраны объекта на эксплуатационный период необходимо осуществлять на этапе монтажа и настройки/конфигурирования основного оборудования строящегося объекта, после завершения основных объемов строительных работ в соответствии с календарно-сетевым графиком строительства объекта.

4.8. Контроль качества при проектировании и строительстве производственных объектов

4.8.1. В Группе должна функционировать система контроля качества, обеспечивающая соответствие проектной и рабочей документации заданию на проектирование, соответствие процесса и результатов строительства, ТПиР и ремонта объекта проектной и рабочей документации.

4.8.2. Система контроля качества проектирования должна состоять из:

- системы контроля Функционального блока главного инженера организации;
- системы контроля службы Заказчика (Заказчика-застройщика); системы контроля Генерального проектировщика.

4.8.3. В целях непревышения стоимости строительства новых производственных объектов и минимизации рисков некачественного проектирования в Группе РусГидро также должны осуществляться:

- на стадии проектирования:
  - технический контроль качества выполнения инженерных изысканий;
  - экспертиза инженерных изысканий;
  - внутренняя, внешняя и государственная экспертиза проектной документации;
- на стадии строительства:

- технический контроль за изготовлением оборудования;
- строительный контроль;
- строительная инспекция;
- мониторинг и оценка состояния по безопасности и надежности находящихся в процессе строительства и законченных строительством объектов, конструкций и их элементов.

4.8.4. В Группе РусГидро должна быть создана структура по реализации функции проверки организации деятельности в области строительного контроля (Строительная инспекция), в том числе по выполнению требований проектной и нормативно-технической документации в процессе реализации инвестиционных проектов Группы. Строительная инспекция должна осуществлять инспектирование работ участников строительного контроля (Заказчика-застройщика, проектной организации-Генерального проектировщика, Генерального подрядчика).

4.8.5. Требования к реализации функций контроля качества определяются Положением об управлении качеством производственной деятельности.

4.9. Эксплуатация

4.9.1. Общие требования

4.9.1.1. При эксплуатации производственных объектов должны решаться следующие задачи:

- приёмка в эксплуатацию производственных объектов, оборудования, зданий и сооружений в результате завершения строительства, реконструкции, технического перевооружения и модернизации;
- топливообеспечение;
- ОТУ, включая взаимодействие и информационный обмен с субъектами ОДУ;
- обеспечение требований оптового и/или розничного рынков электроэнергии и мощности;
- мониторинг состояния, диагностика и оценка соответствия оборудования, зданий и сооружений требованиям безопасности и надёжности;
- оценка и прогнозирование технического состояния оборудования, зданий и сооружений;
- планирование и реализация технических воздействий (реконструкция, техническое перевооружение, модернизация, ремонт и ТО);
- планирование и реализация НИР, НИОКР, обследований, выполняемых специализированными организациями;
- технический и технологический надзор.

В рамках процессов, обеспечивающих выполнение нормативных требований:

- обеспечение требований охраны окружающей среды;
- обеспечение требований промышленной и пожарной безопасности и охраны труда;

- работа с эксплуатационным персоналом в соответствии с отраслевыми и корпоративными нормами;
- метрологическое обеспечение производственной деятельности;
- обеспечение информационной безопасности;
- обеспечение антитеррористической защищенности и имущественной безопасности.

4.9.1.2. Для обеспечения исправного состояния оборудования, зданий и сооружений, их надёжной, безопасной и экономически эффективной эксплуатации должны быть организованы и проведены:

- мониторинг состояния и оценка соответствия оборудования, зданий и сооружений требованиям надёжности и безопасности;
- оценка и прогнозирование технического состояния оборудования и сооружений;
- техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений;
- ремонт оборудования, зданий и сооружений (планово-предупредительный и/или по техническому состоянию);
- контроль качества выполняемых работ и контроль качества отремонтированного оборудования;
- анализ параметров оборудования до и после ремонта.

4.9.1.3. Мониторинг, техническое обслуживание и ремонт оборудования, зданий и сооружений должны выполняться в соответствии с действующими НТД, эксплуатационной и ремонтной документацией.

4.9.1.4. Основные направления повышения эффективности эксплуатации обеспечиваются по следующим направлениям:

- разработка и переход к системе планирования ремонтов оборудования, учитывающей техническое состояние;
- внедрение надёжных методов и средств диагностики, позволяющих проводить диагностику без вывода оборудования из работы;
- механизация выполнения работ на ЛЭП и подстанциях;
- ремонт воздушных ЛЭП под напряжением (без отключения);
- внедрение передовых методов ремонта, комплексной механизации и перспективных технологий;
- оптимизация аварийного резерва оборудования с учётом логистики его размещения;
- внедрение надежных и эффективных методов и средств контроля качества и количества топлива в процессе его поставки, хранения и использования в целях снижения удельного расхода условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии;
- внедрение современных материалов, технических решений и эффективных технологий, обеспечивающих сокращение потерь на транспортировку тепловой и электрической энергии;
- автоматизация производственных процессов ТЭС и котельных;
- внедрение организационно-технических решений,

обеспечивающих улучшение противопожарного состояния ЛЭП и подстанций;

- внедрение эффективных технологий и оборудования, обеспечивающих снижение уровня воздействия на окружающую среду производственной деятельности ТЭС и котельных;
- внедрение технологий и оборудования, обеспечивающих повышение уровня утилизации ЗШО угольных ТЭС и котельных;
- реализация положений Экологической политики

4.9.1.5. Процессы планирования и реализации технических воздействий должны быть структурно обособлены друг от друга с целью обеспечения эффективности контроля качества работ путём создания конфликта интересов внутреннего заказчика и исполнителя.

4.9.1.6. На производственных объектах Общества и его ПО должен быть сформирован аварийный запас оборудования, запасных частей и материалов для предотвращения аварий и устранения их последствий на основном и вспомогательном оборудовании.

4.9.1.7. На производственных объектах Общества должны быть организованы и выполняться в установленный срок процедуры по контролю за наличием, расходованием и пополнением аварийного запаса, а также процедуры обеспечивающие своевременное пополнение аварийного запаса и поддержание его в исправном техническом состоянии.

4.9.1.8. **Перспективные технологии:**

- внедрение автоматизированных систем контроля, диагностики и прогнозирования технического состояния оборудования с целью его обслуживания и ремонта по техническому состоянию;
- переход на ремонт основного оборудования по техническому состоянию.

4.9.2. **Топливообеспечение**

4.9.2.1. В целях сокращения затрат на топливообеспечение и повышения надёжности работы производственных объектов тепловой генерации в Группе должно обеспечиваться:

- формирование требований к топливу, устанавливаемых при проведении конкурентных закупок, на основании результатов опытных сжиганий, а также на основе технических параметров оборудования станций, с целью недопущения необоснованного сужения конкуренции участников закупок;
- централизация деятельности по закупкам топлива, товаров, работ и услуг в части топливообеспечения для нужд ПО;
- централизация управления грузоперевозками в адрес ПО;
- создание системы оперативного планирования топливообеспечения с целью оптимизации снабжения топливом на основе краткосрочного прогноза потребления электроэнергии;
- диверсификация состава поставщиков топлива и снижение рисков

невыполнения ими договорных обязательств путём расширения топливной корзины на основе снижения требований к качественным характеристикам разрешённого к использованию топлива;

- при соответствующем технико-экономическом обосновании создание на электростанциях углесмесительных комплексов, участков (цехов) централизованной подготовки и распределения пылеугольного топлива, технологических комплексов восстановления (обогащения) и возврата в топливный баланс топлива, утратившего качество в процессе его поставки и хранения, а также отходов его потребления;
- создание эффективных систем контроля качества топлива начиная со стадии приёмки и заканчивая его подачей на сжигание в котельную установку.

4.9.2.2. Контроль качества твёрдого топлива с определением влажности, зольности, содержания летучих веществ и низшей теплоты сгорания должен производиться периодически химической лабораторией ТЭС или котельной. При отсутствии такой возможности анализы должны выполняться лабораториями других предприятий на договорной основе.

4.9.2.3. **Перспективные технологии:**

- внедрение активных потоковых онлайн-анализаторов калорийности, зольности, влажности, энергетической ценности и элементного состава твёрдого топлива, устанавливаемых непосредственно на конвейере топливоподачи;
- передача полученных анализов в режиме онлайн в верхний уровень АСУТП в комбинации с системами управления и регулирования режимов работы оборудования.

4.10. Управление состоянием производственных объектов

4.10.1. Общие требования

4.10.1.1. Процесс входит в контур системы управления безопасностью и надёжностью сооружений и оборудования производственных объектов Группы РусГидро.

4.10.1.2. Управление состоянием производственных объектов реализуется путём управления активами и фондами производственных объектов (УФАП).

4.10.1.3. Основные задачи УФАП:

- обоснование и оптимизация плановых затрат на комплекс мероприятий (техническое обслуживание, ремонт, ТПиР, НИР) на действующие активы и фонды производственных объектов Группы (далее - комплекс воздействий);
- разработка и совершенствование системы планирования, исполнения и оценки соответствия воздействий;
- разработка и совершенствование методик планирования комплекса воздействий с учетом риск-ориентированного подхода;
- разработка алгоритмов выбора срока, вида и объёма воздействия,

их автоматизации;

- формирование требований по совершенствованию информационной системы УФАП;
- обучение персонала методикам планирования и технологии работы в информационной системе УФАП.

4.10.1.4. Методология управления производственными фондами и активами Группы должна определяться следующими методиками:

- методика классификации и приоритезации активов, направленная на формирование единой структуры активов Группы с целью определения единых подходов к управлению типовыми единицами;
- методики оценки и прогноза технического состояния, позволяющие на основе результатов мониторинга оценить и спрогнозировать изменение техническое состояние активов в формате ИТС;
- методика расчёта и прогнозирования рисков, направленная на расчёт возможных ущербов на основе риск-ориентированного подхода;
- методика технико-экономического анализа, позволяющая выбрать оптимальный вариант воздействий и срок их проведения с точки зрения ожидаемых рисков, текущего и прогнозного технического состояния, стоимости владения активом на всём жизненном цикле.

4.10.1.5. Соответствие организационным и методологическим требованиям УФАП должна обеспечивать технологическая инфраструктура системы:

- унифицированные классификаторы активов и фондов;
- информационные системы поддержки принятия решения, позволяющие обеспечить автоматизацию планирования и управления реализацией производственных программ. Состав информационных систем определяется Технической политикой в области информационных технологий. Организацию поддержания и развития УФАП в Группе обеспечивает Функциональный блок главного инженера;
- информационные системы диагностики и аналитики технического состояния оборудования, зданий и сооружений.

4.10.1.6. Определение сроков и объёмов технических воздействий в рамках формирования производственной программы Группы должно осуществляться на основании результатов мониторинга состояния, диагностики и оценки соответствия оборудования, зданий и сооружений требованиям надёжности и безопасности (в части сроков и объёмов технического обслуживания, ремонтов и НИР), а также результатов оценки и прогнозирования технического состояния оборудования и сооружений (в части планирования сроков технического перевооружения, реконструкции и модернизации, расширенного капитального ремонта).

4.10.1.7. При планировании сроков технических воздействий (графика ремонтов) необходимо обеспечивать минимизацию потерь от недовыработки.

4.10.1.8. Продление срока службы оборудования и сооружений

должно осуществляться по результатам технического освидетельствования на основе данных оценки технического состояния оборудования и сооружений.

4.10.1.9. С целью получения актуальных данных о техническом состоянии должны быть обеспечены формирование и реализация программы инструментальных обследований оборудования специализированными организациями и продления срока эксплуатации оборудования, отработавшего назначенный срок эксплуатации.

4.10.2. **Мониторинг состояния, диагностика и оценка соответствия оборудования, зданий и сооружений требованиям надёжности и безопасности**

4.10.2.1. В рамках процесса мониторинга состояния активов и фондов выполняются следующие основные задачи:

- регулярное проведение осмотров, обследований, инструментальных измерений параметров оборудования, зданий и сооружений, сбор, обработка и хранение их результатов, в том числе с использованием данных систем мониторинга, функционально включённых в локальные автоматизированные системы управления и мониторинга оборудования, зданий и сооружений;
- оценка технического состояния оборудования, зданий и сооружений и прогнозирование его изменения;
- формирование требований к качеству ремонтных работ и технического обслуживания;
- оценка результатов технического обслуживания, ремонтов и работ в рамках программы ТПиР, оценка качества выполненных работ и оценка состояния отремонтированного оборудования;
- внедрение стационарных автоматизированных комплексов мониторинга и диагностики оборудования для оценки его текущего и перспективного (прогнозного) технического состояния.

4.10.2.2. В ходе мониторинга состояния оборудования, зданий и ГТС должно быть обеспечено:

- получение достоверной информации о техническом состоянии и безопасности ГТС для последующего формирования рекомендаций в части включения воздействий в производственные программы Группы;
- получение достоверной информации о техническом состоянии оборудования для последующего формирования рекомендаций в части включения воздействий в производственные программы, а также для принятия решений в рамках оперативного управления режимами оборудования;
- сравнение диагностических показателей с критериями безопасности ГТС и показателями безопасности оборудования на объектах мониторинга, отклонений от их нормального эксплуатационного состояния;
- оповещение руководства Группы, качественное планирование и проведение мероприятий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций в организациях, эксплуатирующих ГТС и оборудование.

4.10.2.3. Для диагностики основного оборудования необходимо использовать:

- неразрушающие методы контроля состояния оборудования (тепловизионного, контроля ультрафиолетового излучения, акустико-эмиссионного, частичных разрядов и т. д.);
- средства диагностики и мониторинга (онлайн) основного оборудования, обеспечивающие достоверность информации о фактическом состоянии оборудования без вывода из работы или без отключения;
- единые информационно-диагностические системы для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии оборудования;
- системы ранней онлайн диагностики коммутационного оборудования на основе мониторинга несимметричных режимов.

4.10.2.4. Мониторинг и диагностика гидроэнергетического оборудования осуществляется по следующим основным параметрам:

- режимные;
- технологические;
- температурные;
- вибрационные.

4.10.2.5. Мониторинг и диагностика оборудования объектов теплоэнергетики должны обеспечивать анализ:

- параметров вибрационного и температурного состояния оборудования;
- параметров рабочей среды;
- параметров режима и эффективности работы оборудования.

4.10.2.6. Мониторинг на ВЛ и КЛ осуществляется для оценки:

- нагрузочного режима;
- температуры нагрева;
- аварийных событий;
- интенсивности частичных разрядов.

4.10.2.7. Комплексная диагностика ВЛ должна включать следующие основные виды диагностических работ:

- магнитометрический контроль состояния металлических конструкций опор;
- контроль внешней изоляции ВЛ;
- измерение расстояний по вертикали от проводов (грозозащитных тросов) до поверхности земли вдоль трассы ВЛ;
- ультразвуковой контроль анкерных креплений фундаментов (при наличии);
- сейсмоакустический контроль состояния фундаментов и железобетонных конструкций;
- дефектоскопия оттяжек промежуточных опор (при наличии);
- тепловизионный контроль соединений проводов, арматуры и изоляции;

- ультрафиолетовый контроль коронирования проводов и арматуры;
- мониторинг температуры проводов для ВЛ, оснащённых установками плавки гололёда, и при наличии специальных обоснований для ВЛ, которые систематически работают с нагрузкой близкой к длительно-допустимой;
- контроль проявлений высоковольтного пробоя;
- определение типоразмеров анкерных плит (при наличии);
- измерение сопротивления контура заземления;
- измерение удельного сопротивления грунта.

4.10.2.8. В кабельных сетях следует преимущественно применять неразрушающие методы диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием состояния изоляции кабелей. В качестве основного метода неразрушающего контроля следует применять контроль зависимости тока утечки от времени и напряжения.

4.10.2.9. При электроснабжении потребителей следует применять систему мониторинга состояния изоляции КЛ в сетях с изолированной нейтралью (6,10-35 кВ).

4.10.2.10. Система мониторинга КЛ рекомендуется к применению для непрерывного мониторинга состояния изоляции концевых муфт КЛ на наличие частичных и искровых разрядов (ЧР).

4.10.2.11. На стадии проектирования производственных объектов должна быть разработана программа мониторинга за состоянием ГТС на период строительства и эксплуатации.

4.10.2.12. Для повышения оперативности контроля безопасности эксплуатации ГТС и ведения баз данных натурных наблюдений на сооружениях I и II класса должны создаваться автоматизированные системы диагностического контроля безопасности ГТС, представляющие собой интегрированную систему, включающую информационно-диагностическую систему и систему автоматизированного опроса КИА.

4.10.2.13. Состав и объём натурных наблюдений в части ГТС должен назначаться в зависимости от типа и класса сооружений, их конструктивных особенностей, геологических условий основания и новизны технических решений.

4.10.2.14. На всех декларируемых (по безопасности) объектах должна проводиться оперативная и комплексная оценка состояния ГТС.

4.10.2.15. Оперативную оценку эксплуатационного состояния сооружения и его безопасности необходимо осуществлять не реже одного раза в месяц путём сравнения измеренных или вычисленных на основе измерений количественных диагностических показателей, а также полученных при визуальных наблюдениях качественных показателей, с их критериальными значениями К1 и К2, установленными декларацией безопасности.

4.10.2.16. Комплексную оценку эксплуатационного состояния ГТС следует осуществлять не реже одного раза в год с привлечением данных всех

диагностических показателей, включая измерения и визуальные наблюдения, а также с использованием статистических прогнозных моделей.

4.10.2.17. На ГТС первого класса, расположенных в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, и на сооружениях второго класса - в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше должны проводиться инженерно-сейсмометрические и инженерно-сейсмологические наблюдения.

4.10.2.18. При проведении сейсмометрического мониторинга должны создаваться автоматизированные комплексы, позволяющие регистрировать кинематические характеристики в непрерывном режиме.

4.10.2.19. Внедряемые методы мониторинга и диагностики технического состояния оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать планирование сроков и объёма ремонтов по техническому состоянию.

4.10.2.20. **Перспективные технологии:**

- внедрение устройств и систем автоматизированного контроля изоляции и технической диагностики КЛ;
- реализация мониторинга перенапряжений в кабельных сетях и состояния изоляции КЛ, работы защитных и коммутационных аппаратов;
- создание единой корпоративной информационно-диагностической системы гидротехнических сооружений;
- применение дистанционно управляемых подводных аппаратов для обследования подводной части гидротехнических сооружений;
- применение систем акустического мониторинга при проведении обследований гидротурбин;
- применение сенсорики для дистанционного мониторинга;
- реализация автоматизированного мониторинга и диагностики основного электротехнического, гидроэнергетического и теплоэнергетического оборудования в составе АСУТП или специализированных систем.

4.10.3. Оценка и прогнозирование технического состояния оборудования и сооружений

4.10.3.1. В ходе оценки состояния оборудования и сооружений должны осуществляться:

- анализ, оценка технического состояния оборудования и сооружений на основе обобщения информации, полученной в результате мониторинга состояния и режима работы, диагностики оборудования и сооружений, другой информации, имеющейся в распоряжении Группы;
- анализ качества мониторинга и диагностики состояния оборудования и сооружений;
- расчёт и долгосрочное прогнозирование обобщённых показателей состояния оборудования и сооружений (индексы технического состояния);
- разработка и актуализация методов оценки и прогнозирования технического состояния оборудования и сооружений;

- подготовка рекомендаций по повышению качества эксплуатации и планированию технических воздействий.

4.10.3.2. Оценка состояния производственных объектов должна лежать в основе оценки совокупной стоимости владения активами и фондами и модели дисконтированных денежных потоков с учётом риск-ориентированного подхода (DCF-модели).

4.10.3.3. Анализ качества мониторинга и на его основе анализ, оценка и прогноз изменения технического состояния оборудования и сооружений Группы РусГидро выполняется Аналитическим центром.

4.10.3.4. На основе оценки и прогноза состояния оборудования и сооружений Аналитический центр обеспечивает подготовку предложений для принятия и контроля реализации управленческих решений в части выполнения требований системы управления безопасностью и надёжностью сооружений и оборудования производственных объектов Группы РусГидро. Деятельность Аналитического центра должна включать функционал, относящийся к решению следующих задач:

- сбор, консолидация, обработка и анализ информации, необходимой для принятия решений по управлению жизненным циклом производственных объектов в части обеспечения безопасности и надёжности сооружений и оборудования;
- формирование вариантов решений, выводов и рекомендаций по обеспечению безопасности и надёжности сооружений и оборудования на основе обобщения информации;
- контроль реализации принятых решений по обеспечению безопасности и надёжности сооружений и оборудования и оценка их эффективности.

4.10.3.5. Аналитический центр должен обеспечивать процессы производственной деятельности достоверной и достаточной информацией, необходимой для принятия решений по управлению жизненным циклом производственных объектов.

4.10.3.6. Аналитический центр должен создаваться и функционировать на базе научно-исследовательских институтов, активно привлекая для решения задач экспертный ресурс Группы. Функционирование Аналитического центра должно поддерживаться информационно-аналитическими системами, обеспечивающими сбор, обработку, хранение и передачу информации, необходимой для принятия управленческих решений по обеспечению безопасности и надёжности сооружений и оборудования.

4.10.3.7. Для всех основных видов оборудования на основании статистики, выполнения НИОКР, требований НТД должны быть сформированы характерные кривые, позволяющие формировать прогноз индексов технического состояния оборудования и его узлов.

4.10.3.8. ЛНА должны быть определены предельные прогнозные величины индексов технического состояния, при достижении которых требуется реализация технических воздействий капитального характера

(техническое перевооружение, модернизация, расширенный капитальный ремонт).

4.10.3.9. При прогнозе индексов технического состояния должно учитываться изменение технического состояния в результате реализации технических воздействий.

4.10.3.10. **Перспективные технологии:**

- развитие методов оценки и прогнозирования технического состояния гидротехнических сооружений с целью продления срока службы.

4.10.4. **Реализация технических воздействий (ТПиР, НИР, ремонты и ТО)**

4.10.4.1. Требования к процессу реализации производственной программы:

- до начала производства работ должна быть разработана проектная документация;
- производство работ должно быть организовано в соответствии с проектом производства работ.

4.10.4.2. При реализации технических воздействий должны выполняться следующие требования:

- выполнение программы ТПиР осуществляется путём реализации проектов реконструкции (модернизации, технического перевооружения) производственных объектов с использованием проектного управления;
- не допускаются технические воздействия и закупка оборудования (за исключением оборудования, не требующего монтажа) при реализации программы ТПиР без разработанной, согласованной в соответствии с ЛНА и прошедшей в соответствии с требованием законодательства необходимой экспертизу проектной документации. При этом проектная документация не должна содержать указание на конкретные марки, типы и товарные знаки конкретных производителей оборудования;
- приоритетным является заключение многолетних контрактов с ремонтными и проектными ПО Группы РусГидро на выполнение технических воздействий в рамках программ ТПиР, ремонтов и ТО;
- для ремонтных и проектных ПО приоритетом должно являться выполнение работ на производственных объектах Группы РусГидро собственными силами.

4.10.4.3. При управлении договорными обязательствами и проектами должны выполняться:

- планирование реализации инвестиционных проектов, включенных в программу ТПиР, должно осуществляться с использованием информационной системы, поддерживающей функционал календарно-сетевого планирования;
- в целях обеспечения соответствия технологических, строительных, других технических решений и технико-экономических показателей введённого в эксплуатацию объекта реконструкции

(модернизации, технического перевооружения) решениям и показателям проектной документации на весь период выполнения работ должен быть обеспечен авторский надзор со стороны проектной организации;

- для всех работ или поставленному оборудованию и материалам должен быть определен период времени (гарантийный срок), в течение которого исполнитель обеспечивает заказчику соответствие результата работ или поставленного оборудования установленным требованиям.

4.10.4.4. Подрядные организации и индивидуальные предприниматели, привлекаемые к выполнению работ, изготовлению и поставке оборудования должны:

- использовать технологии производства строительно-монтажных работ и изготовления оборудования, соответствующие современному уровню технического прогресса;
- привлекать к выполнению работ персонал, прошедший обучение и аттестованный на знание правил по охране труда и промышленной безопасности при проведении работ на объектах Группы РусГидро;
- иметь парк современных, высокопроизводительных строительных машин, механизмов, грузоподъёмной техники, технологического автотранспорта (собственный или привлеченный);
- иметь производственные помещения (собственные или арендуемые), достаточные для установки, хранения, размещения производственных линий, строительной техники, технологического автотранспорта, грузоподъёмных механизмов, инструмента, строительных конструкций, изделий и материалов;
- иметь современные производственные линии, технологическую оснастку и приспособления;
- использовать современные системы обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала.

4.10.4.5. Не допускается привлекать к выполнению работ, оказанию услуг, изготовлению и поставке оборудования организации и индивидуальных предпринимателей, не имеющих документально подтвержденный опыт выполнения, собственный персонал и/или привлеченный персонал, квалифицированный для выполнения требуемого вида работ, услуг, изготовления и поставки оборудования.

4.10.4.6. Не допускается применение оборудования и материалов у которых отсутствуют заводские паспорта, сертификаты соответствия требованиям технических регламентов, национальных стандартов или других нормативов.

4.10.4.7. Обязательно осуществление входного контроля качества поставляемых на производственные объекты Группы РусГидро материалов и оборудования. Минимальный объём входного контроля поступающего оборудования, материалов и запасных частей должен включать проверку:

- комплектности поставляемых оборудования и материалов;
- наличия и надлежащего заполнения документа о качестве

поставляемых оборудования и материалов;

- сохранности упаковки, наличия маркировки, наличия и сохранности защитных и окрасочных покрытий;
- соблюдения условий складирования и хранения.

4.10.4.8. При изготовлении основного генерирующего оборудования для производственных объектов Группы РусГидро обязательна разработка планов контроля качества изготавливаемого оборудования, с контролем их выполнения персоналом производственных объектов Группы РусГидро или привлечённой специализированной организацией.

4.11. **Обеспечение выполнения требований охраны труда**

4.11.1. Обеспечение производственной безопасности технологических процессов и условий трудовой деятельности персонала на всех стадиях жизненного цикла производственных объектов Группы должны быть регламентированы Политикой в области охраны труда Группы РусГидро. Основными целями Политики в области охраны труда должны являться:

- обеспечение соответствия деятельности Группы нормативным требованиям охраны труда;
- предотвращение производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
- снижение уровней профессиональных рисков и постоянное улучшение условий труда на рабочих местах;
- формирование у работников Группы безопасного поведения и культуры безопасности на производстве;
- информационной открытости о деятельности Группы.

4.11.2. Одной из составляющих системы управления безопасностью и надёжностью сооружений и оборудования является система управления охраной труда (далее - СУОТ) ПАО «РусГидро».

4.11.3. Функционирование СУОТ должно осуществляться посредством:

- соблюдения государственных нормативных требований в области охраны труда с учетом специфики деятельности, наилучших практик, достижений научно-технического прогресса, принятых обязательств на основе международных, межгосударственных и национальных НТД, а также рекомендаций Международной организации труда по СУОТ и безопасности производства;
- риск-ориентированного подхода, приверженности и ответственности руководства, создания внутрикорпоративной культуры, обеспечения вовлечения всего персонала в выполнение требований охраны труда.

4.11.4. При осуществлении технологических процессов на производственных объектах Группы приоритетами в области охраны труда должны являться:

- сохранение жизни и здоровья работников;

- осуществление предупреждающих мер, обеспечивающих безопасные условия труда для работы персонала, на который распространяются вредные и (или) опасные производственные факторы в процессе трудовой деятельности;
- снижение тяжести труда и повышение его производительности за счет увеличения уровня механизации и автоматизации, применения более современного безопасного оборудования и технологий;
- соблюдение всех мер безопасности, включая снижение производственного травматизма и исключение недопустимого риска, связанного с причинением вреда здоровью персонала при реализации всех видов технологических процессов на всех стадиях жизненного цикла производственных объектов Группы.

4.12. Работа с персоналом

4.12.1. Поддержание и повышение уровня квалификации технологического персонала Группы РусГидро обеспечивается путём организации системной работы с персоналом на уровне Исполнительного аппарата РусГидро, филиалов и ПО.

4.12.2. Подтверждение квалификации работников, занимающих должности технических руководителей филиалов и основных служб, обеспечивающих надёжную и безопасную эксплуатацию оборудования, осуществляется путём проверки знаний в центральной аттестационной комиссии.

4.12.3. Ответственность за организацию работы с технологическим персоналом производственных объектов несут руководители филиалов и ПО.

4.12.4. Постоянное поддержание соответствия профессиональных навыков и знаний оперативного персонала требованиям по обслуживанию оборудования и систем, в том числе с учётом положений Технической политики, должно быть обеспечено в рамках специальной подготовки.

4.12.5. Специальную подготовку оперативного персонала рекомендуется проводить в объёме не менее 10% рабочего времени.

4.12.6. Специальная подготовка оперативного персонала должна включать:

- отработку навыков управления гидромеханическим, тепломеханическим и электрическим оборудованием на тренажёрах, соответствующих управляемому объекту (ГЭС/ГАЭС, ТЭС с поперечными связями, блочные ТЭС). Для электростанций без постоянного дежурства и оперативного персонала генерирующих объектов мощностью 5 МВт и менее допускается использование упрощённых типовых тренажёров;
- проверку знаний НТД и местных инструкций с использованием программ автоматизированного обучения и проверки знаний (АСОП, ОЛИМПОКС и т.п.);
- проверку практических навыков выполнения типовых операций на программах с проверкой видеосюжетов или аналогичных программ;

- отработку навыков на обучающих комплексах для персонала КИПиА, химических цехов ТЭС;
- применение режимных тренажёров для подготовки диспетчеров электрических сетей.

4.12.7. В целях повышения профессиональной подготовки оперативного персонала в составе специальной подготовки должны в обязательном порядке выполняться:

- имитационные упражнения по отработке типовых действий в соответствии с занимаемой должностью с периодичностью не реже одного раза в полугодие для каждого работника;
- упражнения по проработке образцовых видеосюжетов или аналогичных программ с периодичностью не реже 1 раза в полугодие для каждого работника;
- проработка замечаний к организации оперативно-технологического управления на других объектах Группы РусГидро, выявленных по результатам дистанционных проверок и выложенных на корпоративном портале в установленном порядке;
- проработка замечаний к действиям оперативного персонала при ликвидации нарушений нормального режима работы на других объектах Группы РусГидро, выявленных по результатам работы комиссии и выложенных на корпоративном портале в установленном порядке.

4.12.8. Должна быть обеспечена непрерывная подготовка персонала производственных служб, в том числе обеспечивающая освоение навыков работы с вновь вводимым и модернизируемым оборудованием, вновь утвержденными и актуализированными НТД, в том числе вводящими в действие требования к надёжности и безопасности в сфере электроэнергетики, требованиями политик Группы РусГидро.

4.12.9. Для отработки практических навыков персонала, обслуживающего наиболее ответственные системы и оборудование, должны создаваться специализированные полигоны (оборудование ОРУ, РЗА, электрические сети и т.д.), обеспечивающие возможность отработки действия персонала различных категорий: оперативного, оперативно-ремонтного, ремонтного (включая персонал, обслуживающий РЗА), работников пожарной охраны и т.д.

4.12.10. Работа с персоналом должна обеспечивать преемственность поколений и передачу опыта молодым специалистам от высококвалифицированного персонала, должна быть выстроена система наставничества на рабочих местах.

4.12.11. В целях формирования единой культуры оперативно-технологического управления должно быть обеспечено регулярное проведение соревнований оперативного персонала в каждом филиале и ПО Группы РусГидро, а также между организациями Группы – всероссийские и (или) корпоративные соревнования оперативного персонала.

4.13. Метрологическое обеспечение производственной деятельности

4.13.1. СИ отечественного и зарубежного производства, приобретаемые Группой, должны быть утверждённого типа, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и иметь документы, подтверждающие проведение первичной поверки.

4.13.2. ИИС с целью оптимизации времени проведения поверки (калибровки) должны поставляться на объекты Группы комплектно с программно-аппаратными комплексами, обеспечивающими автоматизацию процесса поверки (калибровки) ИИС, сохранения и учёта результатов калибровки ИИС.

4.13.3. При проектировании схемы и компоновки оборудования, зданий и сооружений должны быть предусмотрены места (площадки) для размещения поверочного оборудования с сохранением безопасных условий для персонала.

4.13.4. **Перспективные технологии:**

- применение СИ с отсутствующим межповерочным интервалом или с межповерочным интервалом равным заводскому сроку эксплуатации СИ;
- использование единой автоматизированной системы учёта, выполнения и контроля метрологических работ на СИ (поверка, калибровка, проверка), эксплуатируемых в Группе.

4.14. Обеспечение информационной безопасности

4.14.1. Требования информационной безопасности в соответствии с ГОСТ Р ИСО/МЭК серии 27XXX должны обеспечиваться на всех стадиях жизненного цикла производственных объектов, с учётом всех сторон, вовлечённых в процессы жизненного цикла.

5. Требования к процессам, обеспечивающим производственную деятельность

5.1. Закупочная деятельность

5.1.1. Закупочная деятельность должна обеспечивать своевременное и качественное снабжение Группы РусГидро закупаемой продукцией и исключать закупку продукции, противоречащей требованиям Технической политики. Запрещается включать в технические требования к закупаемой продукции требования, противоречащие Технической политике, за исключением случаев несоответствия Технической политики требованиям вновь принятых нормативных правовых актов.

5.1.2. Основными направлениями Технической политики в области закупочной деятельности являются:

- увеличение доли конкурентных закупок продукции для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;
- недопущение необоснованного сужения конкуренции участников закупочных процедур при формировании требований, критериев отбора и оценки;
- формирование требований, критериев отбора и оценки при закупке необходимой продукции, направленных, в том числе на привлечение предложений с новыми техническими решениями, предусматривающими инновационные составляющие, предложений, которые оказывают или могут оказывать воздействие на снижение потребления или рациональное использование топливно-энергетических ресурсов, а также содержащих передовые научно-технические разработки;
- формирование требований и критериев оценки, позволяющих обеспечить баланс надёжности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемой продукции, в том числе инновационной;
- разделение номенклатуры закупаемых товаров, работ и услуг на категории и приоритетность объединения потребностей в однотипной продукции по Группе с целью повышения экономической эффективности проведения закупочных процедур;
- установление (с учетом наличия решения уполномоченного органа государственной власти) приоритета товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполняемым, оказываемым иностранными лицами, с учётом таможенного законодательства Таможенного союза и международных договоров Российской Федерации, а также преференций в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации и решениями органов управления группы РусГидро, в т.ч.:

- реализация положений Стратегии развития Группы РусГидро по увеличению доли используемой в производстве продукции

отечественных машиностроителей, в том числе признанной таковой за счёт локализации производства отдельных видов оборудования и комплектующих на территории России;

- приоритезации закупки радиоэлектронной продукции отечественного производства;

- переход на преимущественное использование отечественного программного обеспечения;

- установление конкурентоспособности товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами как основного критерия приоритетности закупок по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполняемым, оказываемым иностранными лицами;

- расширение доступа субъектов малого и среднего предпринимательства к закупкам продукции для нужд Группы, обеспечение работы системы «одного окна» по внедрению инновационной продукции и результатов научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ субъектов малого и среднего предпринимательства;

- повышение качества планирования потребности в товарах, работах, услугах.

5.2. Экспертиза технических решений

5.2.1. В Группе должна быть обеспечена экспертиза всех принимаемых технических решений и обосновывающей их технической документации на соответствие Технической политике Группы РусГидро, ЛНА Группы и законодательству Российской Федерации.

5.2.2. Должны применяться следующие виды экспертиз:

- внутренняя экспертиза;
- государственная экспертиза.

5.2.3. Внутренняя экспертиза является обязательной и должна проводится в отношении технических требований к результатам и собственно результатов НИОКР, проектного обоснования, в том числе ОВОС, инженерных изысканий, проектной и технической документации.

5.2.4. Внутренняя экспертиза выполняется:

- экспертами Функционального блока главного инженера,
- научно-техническими советами ПАО «РусГидро» и ПО;
- комитетами при Совете директоров ПАО «РусГидро».

5.2.5. Распределение зон ответственности между различными видами внутренних экспертиз определяется ЛНА Группы по управлению качеством производственной деятельности, планированию производственной деятельности, НИОКР, закупок, положениями о НТС и комитетам при Совете директоров ПАО «РусГидро».

5.2.6. Порядок, основания для проведения государственной экспертизы определятся требованиями законодательства Российской Федерации.

5.2.7. НТС ПАО «РусГидро» должен действовать на постоянной основе.

5.2.8. НТС ПАО «РусГидро» должен формироваться из имеющих соответствующую квалификацию или учёную степень по направлениям производственной деятельности Группы работников исполнительного аппарата, филиалов и ПО, а также из числа специалистов ведущих российских и зарубежных профильных научно-исследовательских и проектных организаций и учебных заведений, ведущих фирм–производителей энергетического оборудования, монтажных организаций.

5.2.9. Состав НТС ПАО «РусГидро» должен утверждаться высшим руководителем Группы. Также высшим руководителем Группы утверждается реестр экспертов, привлекаемых НТС ПАО «РусГидро» для экспертизы рассматриваемых материалов.

5.2.10. Рассмотрению на заседаниях НТС в обязательном порядке подлежат:

- Техническая политика Группы РусГидро, программа инновационного развития Группы РусГидро, Экологическая политика Группы РусГидро;
- проекты схем и программ развития электроэнергетики Группы РусГидро;
- проекты технических заданий и результаты работ по Программе НИОКР и предложения по их реализации и тиражированию;
- проекты технических заданий на разработку обоснований инвестиций и проектной документации;
- результаты Обоснований инвестиций в строительство производственного объекта, включая раздел «Оценка воздействия на окружающую среду», выбор площадки строительства производственного объекта и выбор створа гидроузла;
- результаты разработки проектной документации.

5.2.11. При выборе экспертов при проведении рассмотрения конкретного вопроса НТС должен руководствоваться принципом независимости – отсутствии заинтересованности экспертов в принимаемом на основании решения НТС управленческом решении руководителями Группы, филиалов и ПО.

5.3. Управление компетенциями персонала

5.3.1. Система управления персоналом должна обеспечивать:

- заявленное количество персонала соответствующей квалификации;
- непрерывность обучения и переподготовки персонала.

5.3.2. Система корпоративного обучения должна обеспечивать теоретическую и практическую подготовку в соответствии с требованиями к рабочим местам, перспективную подготовку персонала к эксплуатации вновь вводимого оборудования.

5.3.3. Работа с персоналом должна обеспечивать преемственность

поколений и передачу опыта молодым специалистам от высококвалифицированного персонала, должна быть выстроена система наставничества на рабочих местах.

5.3.4. Должен существовать многоуровневый кадровый резерв на замещение должностей руководителей организации, подразделений.

5.3.5. Система привлечения персонала для выполнения работ должна обеспечивать возможность оперативного привлечения дополнительного квалифицированного персонала.

5.3.6. Система профессиональной подготовки должна обеспечивать удовлетворение потребности в квалифицированных кадрах через взаимодействие с организациями среднего и высшего образования в соответствии с требованиями к квалификации, в том числе зафиксированными в профессиональных стандартах.

5.3.7. Система подготовки кадров высшей квалификации должна обеспечивать подготовку по всем специализациям, имеющимся в Группе РусГидро.

5.3.8. Система профессиональной подготовки должна учитывать потребность в опережающем развитии персонала для разработки инновационных решений в части применения технологий, материалов, оборудования на всём жизненном цикле производственных объектов.

5.3.9. Система мотивации персонала должна:

- обеспечивать стабильность коллектива, наращивание производственного потенциала, рост профессионального уровня работников и рост производительности труда;
- способствовать приоритезации деятельности персонала в направлении инновационного развития;
- способствовать обоснованному применению персоналом новых технологий, материалов, оборудования и обеспечивать наивысшее качество работ.

6. Реализация Технической политики

Реализация Технической политики Группы РусГидро обеспечивается посредством:

- безусловного исполнения требований к надёжности и безопасности в сфере электроэнергетики, теплоэнергетики, безопасности гидротехнических сооружений, промышленной, экологической и пожарной безопасности, охраны труда;
- разработки и своевременной реализации следующих программ:
  - программы стандартизации;
  - инвестиционной программы;
  - производственной программы;
  - программ энергосбережения и повышения энергоэффективности;
  - программ инновационного развития и НИОКР;
- разработки и внедрения в бизнес-процессы ЛНА, включая стандарты организации.

6.1. Система стандартизации

6.1.1. Целями стандартизации в Группе являются:

- повышение уровня надёжности и безопасности эксплуатации производственных объектов Группы;
- применение в производственной деятельности продукции, работ, услуг, соответствующих требованиям Технической политики;
- нормирование и рациональное использование ресурсов в производственной деятельности Группы;
- внедрение научно-технических инноваций в Группе, обеспечивающих исполнение требований по безопасности, надёжности и эффективности производственных объектов Группы.

6.1.2. Основные задачи стандартизации в Группе:

- установление и применение единых требований и типовых технических решений к производственным объектам, квалификации производственного персонала, процессам проектирования, строительства, эксплуатации, ТПиР и утилизации производственных объектов, адаптация технических норм к современному уровню развития технологий с учётом специфики деятельности компаний Группы путём разработки стандартов организации и присоединению к документам национальной и международной стандартизации;
- пересмотр, актуализация действующих документов в сфере технического регулирования с учётом достижений в сфере научно-технического развития, государственной политики и стратегии в области электроэнергетики, обновления нормативно-правовой базы;
- формирование и ведение информационного фонда стандартов и НТД;
- выстраивание системы оценки соответствия производственных

процессов, применяемых технических решений требованиям стандартов;

- организация обучения персонала в области стандартов организации.

6.1.3. В процессе технического регулирования и стандартизации должно быть обеспечено:

- выполнение функций Базовой организации при разработке национальных стандартов в области гидроэнергетики;
- синхронизация деятельности в области корпоративной и национальной стандартизации;
- синхронизация деятельности в области стандартизации с работой по разработке проектов нормативных правовых актов, в том числе устанавливающих требования к надёжности и безопасности в сфере электроэнергетики, требования к безопасности гидротехнических сооружений, промышленной безопасности;
- своевременная актуализация ЛНА Группы РусГидро с учётом обновления нормативно-правовой базы, актуализации Технической политики и иных политик Группы РусГидро в области производственной деятельности, внедрения новых образцов оборудования и систем, изменений в процессах производственной деятельности, результатов анализа причин аварий, обобщения опыта эксплуатации, НИОКР;
- оформление в форме ЛНА Группы РусГидро результатов научно-исследовательских или опытно-конструкторских работ (при наличии соответствующих результатов работ).

6.1.4. Основные документы системы стандартизации и технического регулирования Группы РусГидро:

- национальные стандарты, применение которых обеспечивает использование современных и апробированных технических и технологических решений на всём жизненном цикле производственных объектов;
- стандарты инфраструктурных организаций электроэнергетики – Системного оператора и Федеральной сетевой компании, обеспечивающие применение единых подходов и требований к функционированию Единой энергетической системы России и объектов электроэнергетики в составе электроэнергетической системы;
- стандарты организации Группы РусГидро, разработка которых обусловлена необходимостью закрепления единых подходов к созданию и эксплуатации производственных объектов, реализации положений НПА и Технической политики путём уточнения требований с учётом специфики производственных объектов Группы.

6.1.5. Основными приоритетами технического регулирования являются:

- актуализация действующих стандартов организации с учётом требований НПА и Технической политики;
- разработка стандартов организации и присоединение к действующим национальным стандартам в сфере электросетевого комплекса

и теплоэнергетики;

- разработка стандартов организации в сфере обеспечения всех видов безопасности производственной деятельности, работы с персоналом;
- разработка стандартов организации, обеспечивающих переход на технические решения и технологии, предусмотренные Технической политикой.

6.2. Инвестиционная программа

6.2.1. Инвестиционная программа Группы РусГидро должна быть сформирована с учётом производственных программ на соответствующий период.

6.2.2. Распределение ресурсов при формировании и исполнении инвестиционной программы должно обеспечивать исполнение мероприятий производственных программ.

6.2.3. Не допускается включение в состав инвестиционной программы проектов без обоснования технико-экономической эффективности.

6.2.4. Увеличение затрат на реализацию проекта относительно стоимости проекта в рамках утверждённой Инвестиционной программы Группы РусГидро подтверждается при наличии актуального технико-экономического обоснования эффективности проекта.

6.3. Производственная программа

6.3.1. Основной целью производственной программы является формирование наиболее эффективного набора мероприятий в части ТПиР, ремонтов, технического обслуживания и НИР (испытания, опыты, обследования), необходимых для достижения стратегических целей Группы.

6.3.2. Оптимизация затрат ресурсов осуществляется в результате формирования и реализации производственной программы как оптимального комплекса воздействий в составе комплекса программ:

- программа технического обслуживания – совокупность мероприятий по техническому обслуживанию;
- программа ремонтов – совокупность мероприятий по ремонту;
- программа ТПиР – совокупность мероприятий по техническому перевооружению, реконструкции и модернизации;
- программа по обследованиям, испытаниям, опытам и исследованиям, имеющим научный подход к решению проблем технологического производства – совокупность мероприятий по испытаниям, опытам и обследованиям производственного характера.

6.3.3. Производственная программа должна обеспечивать последовательное и полное выполнение требований Технической политики Группы РусГидро к каждой стадии жизненного цикла каждого мероприятия Производственной программы при минимальной его длительности, минимальных совокупных затратах на реализацию программы и максимально возможной прибыли от реализации товаров и услуг.

6.3.4. Требования к производственной программе:

- планирование производственной программы должно иметь два горизонта планирования разной степени детализации (среднесрочный, долгосрочный) в части ТПиР, один горизонт планирования (среднесрочный) в части НИР, ремонтов и ТО, быть скользящим;
- производственная программа формируется по результатам оценки фактического и прогнозного технического состояния активов и фондов;
- объёмы и сроки проведения работ определяются на основании технико-экономических расчетов с учётом рисков функционирования и требований к обеспечению безопасности функционирования производственных объектов Группы;
- в производственную программу в обязательном порядке включаются работы, обеспечивающие выполнение требований нормативной документации и надзорных органов.

6.3.5. Планирование производственной программы должно быть взаимосвязанным:

- программы ТПиР, НИР, ремонтов и ТО должны быть взаимно увязаны в рамках календарного графика проведения работ по ремонтам основного энергетического оборудования, включающего также работы по ТПиР, в том числе должны быть учтены сроки проведения регламентированных закупочных процедур в соответствии с ЛНА Общества по закупочной деятельности;
- принятие решений в отношении любой из программ влечёт необходимость внесения изменений в другие программы;
- программы ТПиР, НИР, ремонтов и ТО должны быть подготовлены с учётом необходимости наличия разрешительной документации на дальнейшую эксплуатацию основного энергетического оборудования, гидротехнических сооружений, опасных производственных объектов.

6.4. Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности

6.4.1. Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности должны разрабатываться на основе норм законодательства Российской Федерации и актуальных требований, установленных федеральными органами исполнительной власти и органами местного самоуправления в области государственного регулирования тарифов, осуществляющих функции по государственному регулированию цен (тарифов).

6.4.2. Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности должны формироваться на основании мероприятий производственной программы Группы, оказывающих влияние на повышение производительности производственного оборудования и экономию топливно-энергетических ресурсов.

6.4.3. Основной целью программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности является систематизация мероприятий производственной программы и оценка их эффективности по направлениям:

- снижения потребления энергии на собственные нужды;
- снижения потерь при производстве, передаче и распределении электрической, тепловой энергии и воды;
- обеспечения дополнительной выработки электрической и (или) тепловой энергии.

6.4.4. В программы в обязательном порядке должны включаться количественные показатели, позволяющие оценивать изменение эффективности производственной деятельности по направлениям в соответствии с п. 6.4.3.

6.4.5. Целевые показатели должны позволять производить оценку с учётом факторов водности года для ГЭС, сезонных и годовых климатических условий для ТЭС и сетевых объектов, действий регулирующих организаций.

6.4.6. Мероприятия программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности должны реализовываться в рамках регламентов управления производственной деятельностью Группы РусГидро.

6.4.7. Информация о планируемых и фактических показателях реализации программ энергосбережения и повышения энергоэффективности должна отражаться в годовом производственном отчёте, корпоративной социальной отчётности и годовом корпоративном отчёте Группы РусГидро.

6.5. Программы инновационного развития и НИОКР

6.5.1. Общие требования.

6.5.1.1. Приоритетными тематическими направлениями проектов НИОКР и инновационного развития должны быть:

- мониторинг состояния оборудования, сооружений и процессов (включая разработку и внедрение новых систем диагностики оборудования и сооружений) и эксплуатация оборудования и сооружений;
- технологии проектирования, строительства, ТПиР и ремонта;
- конструктивные решения ГЭС, ГАЭС, ТЭС, электрических сетей и подстанций, тепловых сетей, объектов генерации на ВИЭ, систем накопления энергии;
- энергоэффективность и управление ресурсами (включая водные, земельные и топливные);
- разработка схем использования потенциала возобновляемых источников энергии;
- экология и охрана окружающей среды;
- развитие гибридных энергокомплексов с использованием ВИЭ, применением автоматизированной системы управления генерацией и потреблением в районах децентрализованного энергообеспечения (микрогрид).

6.5.1.2. Реализация приоритетных направлений должна

осуществляться за счёт разработки и внедрения решений по повышению эффективности как традиционной генерации, включая системы использования вторичных ресурсов, так и реализации проектов в области ВИЭ и малой генерации, а также расширения использования новых материалов и технологий.

6.5.1.3. Реализация Программ НИОКР и инновационного развития должна осуществляться с приоритетным использованием отечественных технических решений, российского оборудования и производственных мощностей, а также предусматривать возможность наращивания компетенций научно-проектного комплекса Группы РусГидро.

6.5.2. Требования к программе инновационного развития.

6.5.2.1. Основными целями программы инновационного развития Группы РусГидро являются повышение экономической и операционной эффективности деятельности Общества и его ПО за счёт внедрения инновационных технических и управленческих решений, повышение энергоэффективности и сокращение потерь, обеспечение соответствия технологического уровня Общества и его ПО уровню передовых мировых и отечественных энергетических компаний.

6.5.2.2. Программы инновационного развития должны включать проекты и мероприятия, обладающие высоким потенциалом внедрения/масштабирования в Группе РусГидро и в электроэнергетической отрасли, ожидаемые эффекты от их реализации должны иметь комплексный характер.

6.5.2.3. Показатели программы инновационного развития должны отражать реализацию целей Долгосрочной программы развития Группы РусГидро, в том числе в части обеспечения надёжного и безопасного энергоснабжения потребителей, устойчивого развития энергетического комплекса.

6.5.2.4. Программа инновационного развития должна включать соответствующие критериям отнесения к инновационным, проекты НИОКР, ТПиР, нового строительства (в части применения новых технологий строительства и организации СМР), информационных технологий, проектно-изыскательских работ в части проектирования новых производственных объектов или их элементов, а также новых технологий проектирования, организационные и образовательные проекты.

6.5.2.5. Программа инновационного развития (в части проведения предусмотренных технологических аудитов) должна обеспечивать формирование информации, необходимой для достижения цели Технической политики (включая проведение бенчмаркинга производственных объектов и научно-проектного комплекса Группы).

6.5.3. Требования к программе НИОКР.

6.5.3.1. Программа НИОКР предназначена для создания новых технологий и технических решений элементов производственных объектов или адаптации перспективных технологий и технических решений,

применяемых в смежных отраслях энергетики, строительства, промышленности и пр., проведения их испытаний и опытной эксплуатации на производственных объектах и дальнейшего внедрения в производственной деятельности Группы путем разработки НТД, реализации научно-исследовательских работ по актуальным проблемам проектирования, строительства, эксплуатации и утилизации производственных объектов с внесением изменений или разработкой НТД при необходимости.

6.5.3.2. Работы, включаемые в программу НИОКР, должны соответствовать одному из следующих критериев:

- научные исследования и разработки в предметной области настоящей Технической политики, имеющие элементы новизны;
- создание устройств и сооружений (в том числе приборов, аппаратов, установок, технических комплексов, их отдельных узлов), включая функциональные, электрические схемы или конструктивное исполнение;
- создание новых материалов и (или) веществ (их составов);
- разработка схем использования энергопотенциала, способов строительства и ремонта, методов проектирования и пр.;
- создание программных (программно-аппаратных) комплексов, программного обеспечения, электронных баз данных, отсутствующих на рынке такой продукции;
- все стадии анализа и исследований, предшествующих созданию, и этапы по созданию макетов и экспериментальных образцов новой продукции (устройств, материалов, веществ, процессов, программных комплексов, баз данных);
- работы, предшествующие или имеющие своей целью разработку ЛНА и организационно-методических документов (стандартов, положений, методик, инструкций, указаний, руководств, концепций, технических требований, технических заданий, норм), используемых при разработке, производстве, эксплуатации и ремонте новой (разрабатываемой) продукции, а также разработка стандартов (положений, методик, инструкций, указаний, руководств, концепций, технических требований, технические заданий, норм), являющихся охраняемыми результатами интеллектуальной деятельности;
- работы, связанные со всеми стадиями создания и внедрения новых разработок, включая:
  - разработку технических предложений, эскизных или технических проектов;
  - разработку конструкторской или технологической документации;
  - изготовление опытных образцов, технологий или материалов;
  - испытание опытных образцов;
  - пилотное внедрение и опытная эксплуатация;
  - разработку эксплуатационной и ремонтной документации.

6.5.3.3. К НИОКР не относятся:

- экспертиза проектов нового строительства, ТПиР производственных объектов Группы;

- экспертиза предложений по созданию образцов новой техники, технологий и материалов;
- разработка ЛНА и организационно-методических документов (инструкции, методические указания, технологические карты, технические требования, правила и т.п.) на существующие образцы оборудования, технологии и материалы;
- экспертиза технических заданий, технических условий на оборудование, технологии и материалы.

6.5.3.4. Разработка и реализация проектов НИОКР должны обеспечивать комплексный экономический эффект и способствовать развитию экономики регионов присутствия компаний Группы РусГидро и Российской Федерации в целом, в том числе при разработке национальных проектов и формировании предложений в рамках рассмотрения национальных технологических инициатив.

6.5.3.5. Планирование и реализация НИОКР должны проводиться совместно с проработкой предложений по объектам пилотного внедрения разработанных инновационных материалов, оборудования и технологий на объектах Группы, а также с системной проработкой вопросов по тиражированию результатов НИОКР на объектах Группы.

6.5.3.6. При формировании программы НИОКР должны применяться комплексные системные подходы, обеспечивающие полный цикл работ от их разработки до практического внедрения, в том числе должны быть учтены сроки проведения регламентированных закупочных процедур в соответствии с ЛНА по закупочной деятельности.

6.5.3.7. Программа НИОКР, в части проведения опытной эксплуатации и тиражирования разрабатываемых решений, должна быть синхронизирована с инвестиционной и производственной программами Группы РусГидро.

6.5.3.8. Контроль и оценка результатов НИОКР должны осуществляться с использованием механизмов, предусмотренных, в том числе, программой инновационного развития Группы РусГидро.