

ПОЛОЖЕНИЕ

О ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ

ОАО «ГИДРООГК»

2006г.

Оглавление

Глоссарий	4
1. Общие положения	5
2. Порядок внесения в Положение изменений	5
3. Цели и назначение технической политики	5
4. Органы подготовки технических решений	7
5. Инструменты реализации технической политики	8
5.1. Долгосрочные программы	8
5.2. Среднесрочные программы	8
5.3. Годовые программы	9
6. Подходы к выбору воздействий и действующие ограничения	9
6.1. Подходы к выбору технических воздействий	9
6.1.1. Действующие ГЭС	9
6.1.2. Проектируемые (строящиеся) ГЭС	11
7. Требования и ограничения по группам оборудования	11
7.1. Гидротехнические сооружения	11
7.2. Электротехническое оборудование	14
7.2.1. Гидрогенераторы	14
7.2.2. Силовые трансформаторы	16
7.2.3. Оборудование распределительных устройств	18
7.2.4. Генераторные выключатели	21
7.2.5. Кабельные линии напряжением 110 кВ и выше	23
7.2.6. Электрооборудование собственных нужд	23
7.2.7. Системы возбуждения	26
7.3. Гидросиловое оборудование	27
7.4. Гидромеханическое оборудование	29
7.5. Вспомогательное оборудование	30
7.6. Релейная защита и электроавтоматика	32
7.7. Автоматизированные системы управления	32
7.7.1. АСУ ТП	32
7.7.1.1. Диагностические подсистемы	41
7.7.2. АСДУ	42
7.7.2.1. Коммутационное оборудование связи	43

7.7.2.2.	Трансмиссионное оборудование	45
7.7.2.3.	Линейно-кабельные сооружения.....	46
7.7.3.	<i>АСУ П</i>	46
7.7.3.1.	Оборудование рабочего места	48
7.7.3.2.	Пакет программного обеспечения рабочего места.....	48
7.7.3.3.	Программные средства корпоративного информационного обмена.....	49
7.7.3.4.	Сети передачи данных.....	49
7.7.3.5.	Бизнес-приложения.....	50
7.7.4.	<i>АИИС КУЭ</i>	51
7.8.	Комплексная система безопасности.....	51
8.	Профессиональная подготовка персонала	55
8.1.	Центры повышения квалификации персонала	56
8.1.1.	<i>Оснащение Центров повышения квалификации персонала</i>	56
8.1.2.	<i>Создание и развитие программных средств подготовки персонала....</i>	58
	Сокращения, используемые в тексте	59
	Приложение 1	61
	Приложение 2	64

Глоссарий

Гидроэлектростанция (ГЭС)	-	электростанция, как единый производственно - технологический комплекс, включающий ГТС и оборудование, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию. В тексте документа, если не указано иное, к ГЭС относятся также ПЭС и ГАЭС.
Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС)	-	насосно-аккумулирующая электростанция, принцип действия которой заключается в преобразовании электрической энергии, получаемой от других электростанций, в потенциальную энергию воды; при обратном преобразовании накопленная энергия отдаётся в энергосистему главным образом для покрытия пиков нагрузки.
Гидротехнические сооружения (ГТС)	-	плотины, здания гидроэлектростанций, водосбросные, водоспускные и водовыпускные сооружения, туннели, каналы, насосные станции, судоходные шлюзы, судоподъемники; сооружения, предназначенные для защиты от наводнений и разрушений берегов водохранилищ, берегов и дна русел рек; сооружения (дамбы), ограждающие хранилища жидких отходов промышленных и сельскохозяйственных организаций; устройства от размывов на каналах, а также другие сооружения, предназначенные для использования водных ресурсов и предотвращения вредного воздействия вод и жидких отходов.
Компания	-	ОАО "ГидроОГК", включая филиалы и представительства.
Локальные нормативные документы (акты)	-	внутренние документы, принятые в Холдинге - решения органов управления в соответствии с полномочиями, предусмотренными действующим законодательством и учредительными документами Компании и Обществ, являющихся дочерними или зависимыми по отношению к Компании.
Приливная электростанция (ПЭС)	-	электростанция, предназначенная для преобразования энергии приливов и отливов в электрическую энергию.
Технический совет ГЭС	-	Коллегиальный орган для принятия технических решений, создаваемый в Компании или дочернем или зависимом обществе Компании в отношении каждой ГЭС, принадлежащей им на праве собственности или ином законном основании, если локальными нормативными документами (актами) не установлено иное
Холдинг	-	Компания и дочерние или зависимые общества Компании.

1. Общие положения.

Настоящее Положение разработано на основании Концепции технической политики ОАО РАО «ЕЭС России», с учетом требований действующего законодательства Российской Федерации о безопасном функционировании технологических комплексов гидротехнических сооружений, обеспечении экологической безопасности гидротехнических сооружений, сохранении водного, лесного, земельного фонда на территориях функционирования гидротехнических сооружений, государственных стандартов Российской Федерации в области энергетики, иных требований органов государственной власти и местного самоуправления, предъявляемых к собственникам гидротехнических сооружений и эксплуатирующим организациям, а также требований отраслевых регламентирующих документов.

Нормы, не вошедшие в настоящее Положение, регулируются отдельными локальными нормативными актами, выпускаемыми, в том числе, во исполнение настоящего Положения.

2. Порядок внесения в Положение изменений

Изменения в настоящее Положение вносятся по мере необходимости при изменении целевых ориентиров и/или условий функционирования Компании после их согласования с Техническим директором ОАО РАО «ЕЭС России». С предложением о внесении изменений в положение о Технической политике может выступать любое должностное лицо Компании.

Ответственным за организацию рассмотрения предложений и инициацию внесения изменений является Член Правления, курирующий производственную деятельность Компании.

Поступившие предложения подлежат рассмотрению коллегиальным рабочим органом Компании, образуемым в соответствии с решением Председателя Правления.

Изменения подлежат утверждению в соответствии с порядком, определяемым локальными нормативными актами.

3. Цели и назначение технической политики

Техническая политика определяет основные цели, приоритеты, принципы и ограничения управления производственными активами действующих и требования к техническим решениям проектируемых и строящихся гидроэлектростанций, направленные на достижение стратегических целей Компании.

Цели:

1. Обеспечение производства необходимого объема продукции требуемого качества;
2. Обеспечение необходимого уровня технической готовности оборудования при оптимальном уровне затрат;
3. Обеспечение безопасности функционирования ГЭС, осуществления возложенных инфраструктурных функций;
4. Предотвращение негативного воздействия на окружающую среду.

Техническая политика направлена на решение следующих задач, определяемых текущим состоянием основных фондов:

1. Преодоление тенденции морального и физического старения основных фондов;
2. Повышение уровня технологической и экологической безопасности и надежности ГЭС и оборудования;
3. Снижение издержек на эксплуатацию и поддержание работоспособности за счет внедрения оборудования с увеличенным межремонтным периодом АСУ и АСУТП;
4. Повышение эффективности функционирования за счет улучшения характеристик оборудования, совершенствования управления технологическими процессами и использованием водных ресурсов;
5. Обеспечение готовности к регулированию частоты, мощности, напряжения и оказанию других системных услуг ЕЭС России.

Компания строит Техническую политику, основываясь на следующих принципах:

1. Прозрачность и обоснованность принимаемых технических решений;
2. Интенсивное развитие и воспроизводство инженерных и управленческих компетенций персонала Холдинга;
3. Интеграция усилий научных, проектных, строительных и иных организаций на основе различных форм взаимодействия (взаимовыгодного сотрудничества) для обеспечения требуемого для развития Компании уровня научно-технического прогресса и принятия оптимальных технических решений;
4. Безопасность функционирования ГЭС, предотвращение негативных экологических и социальных последствий;

5. Интеграция производственной деятельности с деятельностью других подразделений через внедрение в Компании необходимых управленческих технологий (инструментов) - система бюджетирования, система долгосрочного прогнозирования;
6. Выстраивание долгосрочных партнерских отношений с поставщиками и подрядчиками, основанных на взаимовыгодном сотрудничестве;
7. Соответствие технологических процессов современному уровню развития техники и технологий;
8. Минимизация стоимости владения оборудованием на протяжении жизненного цикла (выбор наиболее эффективных способов технических воздействий);
9. Предупреждение технологических нарушений и нарушений требований действующего законодательства;
10. Непротиворечивость разрабатываемых технических решений требованиям и предписаниям, действующей нормативно-технической документации, отраслевым руководящим документам по построению систем АСУ ТП ГЭС, Техническим политикам ОАО «СО - ЦДУ ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС».
11. Содействие развитию российской науки и российских производителей профильного оборудования для минимизации страновых рисков;
12. Оптимальное использование водных ресурсов.

4. Органы подготовки технических решений

Органами подготовки технических решений, направленных на реализацию технической политики, являются технические советы трех уровней:

- Технический Совет ГЭС;
- Научно - технический Совет Холдинга;
- Научно – технический совет ОАО «РАО ЕЭС России».

На каждом уровне технических советов в целях повышения качества предлагаемых технических решений создаются экспертные группы, в состав которых могут входить как сотрудники Холдинга, так и внешние эксперты.

5. Инструменты реализации технической политики

Инструментом реализации технической политики является система производственных программ (программ технических воздействий) и инвестиционных программ (программ нового строительства) (далее – программы). В производственные программы включаются проекты по реконструкции и техническому перевооружению действующего оборудования и связанных с ним объектов действующих ГЭС, относящиеся по учету к объектам нового строительства, а также программы ремонтов и технического (сервисного) обслуживания оборудования. Инвестиционные программы разрабатываются в ходе проектирования (строительства) новых станций.

С целью реализации технической политики для ГЭС разрабатываются долгосрочные, среднесрочные и годовые программы.

При составлении программ необходимо учитывать влияние их реализации на экономику ГЭС и Холдинга в целом. Кроме того, рекомендуется предусматривать вариантность программ ГЭС к возможностям и угрозам деятельности в долгосрочной перспективе.

5.1. Долгосрочные программы

Плановый период долгосрочной программы – 15 лет. При подготовке долгосрочных программ учитывается вся совокупность внешних возможностей и угроз, оказывающих влияние на деятельность ГЭС, в том числе прогнозы энергопотребления, ввода мощностей в регионе функционирования. Долгосрочные программы пересматриваются в соответствии с изменением условий функционирования 1 раз в пять лет. На ее основе формируются долгосрочные программы на следующие 15 лет с добавлением нового пятилетнего периода.

Долгосрочные программы формируются на основании прогнозов развития Холдинга в долгосрочной перспективе.

5.2. Среднесрочные программы

Плановый период среднесрочной программы – 5 лет. Среднесрочные программы формируются на основании долгосрочной программы с учетом фактического исполнения программы за прошедшие периоды. По итогам прошедшего года среднесрочные программы формируются на каждые последующие пять лет.

Среднесрочные производственные программы формируются исходя из состояния конкретных единиц оборудования. Учитывается состояние оборудования, тенденцию его изменения, выполнение программы за прошлый период.

Выбор метода воздействия на действующее оборудование осуществляется с использованием информации:

- о моральном и физическом износе объекта;
- надежности различных видов оборудования;
- стоимости метода воздействия;
- стоимости обслуживания разных типов оборудования.

Перечень проектов технических воздействий, целесообразных к реализации в планируемом периоде формируется на основании долгосрочной производственной программы с учетом состояния конкретных единиц оборудования, динамики его изменения (на основе статистики наблюдения за состоянием оборудования) и фактом выполнения производственной программы за прошлый плановый период.

5.3. Годовые программы

Годовые программы формируются на основе первого года среднесрочной программы с учетом фактического (ожидаемого) исполнения годовой программы за прошлый плановый период. Служат исполнительскими формами и содержат минимум неопределенности.

6. Подходы к выбору воздействий и действующие ограничения

6.1. Подходы к выбору технических воздействий

Подходы к выбору технических воздействий учитывают особенности ГЭС, находящихся на разных стадиях жизненного цикла.

6.1.1. Действующие ГЭС

Подход к выбору вида воздействий на основные фонды действующих ГЭС должен быть дифференцированным по уровню морального и физического износа, определяемого по ряду параметров: возраст, тип и конструктивные особенности оборудования и ГТС, техническое состояние, история работы и воздействий, географическое положение и др. Выбор воздействия должен также осуществляться с учетом совокупной стоимости владения активом при альтернативных вариантах.

Возможны следующие сценарии управления состоянием производственных активов действующих ГЭС:

- сохранение работоспособности гидроэлектростанций, восстановление физического износа основных фондов за счет совершенствования ремонтного обслуживания с восстановлением работоспособности и частичной модернизацией элементов ГТС с применением новых

материалов и технологий, ресурсопределяющих узлов гидромеханического и основного оборудования в заводских условиях с продлением гарантированного срока эксплуатации;

- повышение технического и технологического уровня, преодоление тенденции к нарастанию морального старения за счет ускорения технического перевооружения, основанного на внедрении нового технологического, электрического и гидромеханического оборудования, АСУ, АСУТП, систем мониторинга оборудования и сооружений. Снижение затрат на ремонт, техническое обслуживание и эксплуатацию по мере внедрения оборудования и технологий нового поколения.

Применительно к действующим ГЭС выбираются следующие сценарии (по группам оборудования):

- **гидросиловое оборудование** - замена и реконструкция рабочего колеса, лопастей колес поворотно-лопастных гидротурбин, замена камеры рабочего колеса гидротурбины на камеру, воспринимающую полную гидравлическую нагрузку, подшипников агрегата, лопаток направляющего аппарата и механизма их управления, регулятора частоты вращения, маслonaпорной установки, опорных подпятников, при замене изнашивающихся элементов в узлах трения использовать новые полимерные самосмазывающиеся материалы;
- **гидромеханическое оборудование** - замена, реконструкция и восстановительный ремонт решеток, затворов, гидроподъемников, закладных частей гидромеханического оборудования, устройств для очистки сороудерживающих сооружений от плавучего мусора, изнашиваемых элементов кранового и другого грузоподъемного оборудования, замена подкрановых балок при выявлении дефектов после инструментального обследования или несоответствии марки стали по климатическим условиям региона;
- **электротехническое оборудование** - замена или реконструкция обмотки и активной стали статора генератора, полюсов и изоляции полюсов ротора, системы возбуждения, систем контроля и диагностики, силовых и измерительных трансформаторов, выключателей, распределительных устройств, замена высоковольтных кабелей, оборудования собственных нужд, систем управления, связи, защиты;
- **гидротехнические сооружения** - ремонт зон примыкания и других возможных опасных зон возникновения непроектных фильтраций; ремонт наиболее напряженных элементов сооружений; восстановление бетона в зоне переменного уровня, восстановление граней водосливной плотины, реконструкция креплений откосов грунтовых плотин, реконструкция рисберм и отводящих каналов в

нижнем бьефе, реконструкция дренажных систем, инженерных защит и защитных дамб, ремонт несущих ж/б и металлических конструкций, кровельных покрытий.

6.1.2. Проектируемые (строящиеся) ГЭС

Выбор технических решений для проектируемых (строящихся) ГЭС должен учитывать имеющийся опыт эксплуатации действующих объектов, современный уровень развития техники и технологий, а также стоимость и эффекты альтернативных вариантов инвестиционных решений.

7. Требования и ограничения по группам оборудования

Настоящий раздел определяет основные требования и ограничения, предъявляемые к оборудованию как действующих, так и проектируемых (строящихся) ГЭС на стадии разработки и выбора технического решения.

7.1. Гидротехнические сооружения

Перспективным направлением в области конструкций и строительства, является:

Использование наплавной технологии возведения каскадов низконапорных ГЭС, малых ГЭС и ПЭС из блок-модулей заводского изготовления с последующей посадкой их в проектное положение путем заполнения полостей литым бетоном.

Применительно к конструкциям и технологиям возведения бетонных и железобетонных сооружений:

- использование технологий укатанного бетона;
- использование технологий непрерывной укладки высокомарочных и высокоморозостойких литых бетонов, в том числе для подводного бетонирования;
- использование высокопрочных и морозостойких полимербетонов для тонкостенных конструкций гидросооружений и вспененных полимербетонов для конструкций в зонах переменного замораживания и оттаивания;
- использование современных добавок к бетонам, позволяющих получать заданные характеристики бетонной смеси и бетона при имеющихся инертных и вяжущих.

Применительно к конструкциям и технологиям возведения грунтовых плотин:

- использование эластичных экранов плотин из стабилизированного полиэтилена, бентонитовых матов и других рулонных гидроизоляций;
- использование грунтобетонов на основе цементных и полимерных вяжущих;
- использование динамического уплотнения грунтов с непрерывным мониторингом качества укладки;
- использование геотекстиля для устройства и ремонта дренажей плотин.

Применительно к конструкциям и оборудованию водопропускных сооружений:

- создание резервных водопропускных отверстий, оборудованных затворами автоматического действия;
- использование износостойких и кавитационно-стойких бетонов для формирования проточного тракта;
- использование схем гашения энергии сбрасываемого потока с минимизацией его воздействия на нижний бьеф (закрутка потока, соударение струй и др.);
- при выборе варианта конструкции водосбросного сооружения при равных условиях предпочтение следует отдавать водосбросам с отбросом струи.

Строительство сооружений I и II классов должно сопровождаться созданием и развитием математической модели, исходными данными для которой будут реальные зависимости состояния ГТС от воспринимаемых нагрузок для разработки кратко- и среднесрочного прогноза по критериям прочности и устойчивости.

Возведение плотин и их элементов должно производиться с использованием специального высокопроизводительного оборудования отечественного или иностранного производства.

Строительство подземных сооружений должно осуществляться в обязательном порядке с применением механизированных горнопроходческих комплексов, хорошо зарекомендовавших себя в мировой практике.

Запрещается:

- инициировать строительство гидротехнических сооружений без выполнения достаточного объема инженерно-геологических, гидрогеологических, геотехнических и сейсмологических изысканий и исследований на площадке строительства для обоснования применяемых технических решений и предупреждения любых

непредвидимых обстоятельств в период строительства и эксплуатации объекта;

- производить строительство водосбросных сооружений, особенно воспринимающих большие динамические нагрузки без всесторонних лабораторных исследований с использованием методики «модельного проектирования».

Рекомендуется:

Применительно к ремонтам бетонных и железобетонных конструкций и сооружений:

- использование современных добавок к бетонам, позволяющих получать заданные характеристики бетонной смеси и бетона при имеющихся инертных и вяжущих;
- использование литых бетонов высокой прочности и морозостойкости для ремонта труднодоступных зон сооружений;
- использование полимербетонов для ремонта бетона в зонах переменного уровня и водосливных граней плотин.

Применительно к конструкциям и технологиям ремонтов грунтовых плотин:

- использование динамического уплотнения грунтов с непрерывным мониторингом качества укладки;
- использование геотекстиля для устройства и ремонтов дренажей плотин.

Применительно к конструкциям и технологиям ремонтов кровельных покрытий:

- использование кровельных материалов со сроком службы не менее 15 лет.

Применительно к системе мониторинга состояния гидротехнических сооружений:

- использование автоматизированных информационно-диагностических систем контроля безопасности гидротехнических сооружений, которые должны обеспечивать:
 - а) Ведение (ввод и пересчет отсчетов измерительного устройства в показания измерительного устройства) и хранение базы данных инструментальных натурных наблюдений за весь период эксплуатации.
 - б) Ведение базы данных измерительных устройств, с паспортными и установочными данными, справочными чертежами с размещением КИА.
 - в) Ведение базы данных визуальных осмотров сооружений, с

возможностью зарисовки дефектов и хранения фотоматериалов.

- г) Ведение базы данных инженерных инспекций - периодических обследований сооружений комиссиями специалистов.
- д) Ведение базы данных нарушений условий нормальной эксплуатации гидротехнических сооружений.
- е) Выполнение анализа состояния гидротехнических сооружений по данным натурных наблюдений, оперативное представление результатов инструментальных наблюдений в удобном для анализа виде (графики, эпюры, топограммы).
- ж) Введение в систему показателей состояния сооружения с предельно-допустимыми значениями, диагностических критериев и правил.
- з) Оперативное информирование о выходе диагностических показателей за пределы критериальных значений.
- и) Предоставление диагностических сообщений о состоянии гидротехнических сооружений.

7.2. Электротехническое оборудование

Наиболее перспективным является применение оборудования, не требующего капитального ремонта в течение всего срока службы,

Электротехническое оборудование гидроэлектростанций должно быть оснащено комплексными диагностическими системами управления, обеспечивающими достаточный контроль за состоянием оборудования и режимом его работы.

Обязательным требованием к вновь поставляемому оборудованию является обеспечение экологических мероприятий в соответствии с действующим законодательством по охране природы.

7.2.1. Гидрогенераторы

Основным перспективным направлением в переоснащении гидрогенераторов, как синхронных, так и асинхронизированных, является применение гидрогенераторов с наименьшими потерями на намагничивание и наименьшим потреблением на возбуждение. Конструктивно нужно стремиться к уменьшению промежуточных элементов между центральной частью ротора генератора и валом турбины.

Для обеспечения полного контроля за состоянием гидрогенератора должна применяться расширенная система мониторинга состояния со встроенными интеллектуальными датчиками контроля изоляции статора и ротора под напряжением, температурного нагрева обмоток статора и ротора, замер воздушного зазора, контроля вибрации продольной и поперечной и др. параметров.

Запрещается применять:

- гидрогенераторы с подпятниками на гидравлической опоре;
- гидрогенераторы с гарантированным ресурсным сроком эксплуатации менее 30 лет;
- гидрогенераторы со сроком эксплуатации между капитальными ремонтами менее 7 лет;
- компаундированную обмотку статора и ротора;
- гидрогенераторы с номинальным коэффициентом мощности менее 0,85.

Рекомендуется применять:

- вакуумно-нагнетательную пропитку полностью собранных полюсов;
- предварительное напряжение сердечников статоров;
- синтетическое покрытие сегментов всех типов подшипников на плоскостях и поверхностях трения;
- эффективные системы вентиляции и охлаждения;
- встроенные датчики контроля температуры нагрева обмоток статора и ротора.
- современные системы диагностики, позволяющие планировать ремонты «по состоянию» и предотвращать технологические нарушения ;

Граничные характеристики:

Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	Не менее 7 лет
КПД	Не менее 97 %
Диапазон частот, при которых должна сохраняться номинальная мощность, Гц	48,75÷51,25
Диапазон изменения напряжения, в пределах %	-5/+10
Значение номинального коэффициента мощности	В соответствии с ГОСТ 5616-89
Регулирование активной мощности	Возможность регулирования коэффициента мощности от 0,85 до 1,0
Регулирование реактивной мощности	Должна быть предусмотрена возможность работы: <ul style="list-style-type: none">• в режиме СК;

	<ul style="list-style-type: none"> • в режиме генерации с потреблением реактивной мощности вплоть до номинальной.
Охлаждение	Воздух (Вода)
Максимальная длительная перегрузка, МВА	Должна быть не ниже указанной в табл.5.1. действующих Правил Технической Эксплуатации электростанций и сетей РФ
Возможность регулирования в диапазоне от/до МВт	От 0 до номинального значения
Класс нагревостойкости изоляции обмоток статора и ротора по ГОСТ8865-93 не ниже	F
Допустимая длительная разность токов в фазах, %	
Воздух (с косвенным охлаждением)	До 20
Вода (с непосредственным охлаждением)	До 10
Система мониторинга гидрогенератора	Должна удовлетворять по функциональным возможностям, изложенным в приложении № 1

7.2.2. Силовые трансформаторы

Основными перспективными направлениями в техническом перевооружении является применение силовых трансформаторов и автотрансформаторов, оборудованных системами пожаротушения и предотвращения взрывов и пожаров, а также оборудованных расширенной системой мониторинга (диагностики).

Обязательным требованием к вновь поставляемому оборудованию является обеспечение экологических мероприятий в соответствии с действующим законодательством по охране природы.

Запрещается применять:

- трансформаторы с гарантированным ресурсным сроком эксплуатации менее 25 лет;
- встроенные трансформаторы тока с классом точности обмотки измерений более 0,2 для АСКУЭ и более 0,5 для остальных измерений;
- маслонаполненные и пропитанные маслом вводы при классе напряжения до 220 кВ. включительно (без дополнительного обоснования);
- трансформаторы с устройством огнепреградителей в виде засыпанных гравием маслоприемников.

Рекомендуется применять:

силовые трансформаторы и автотрансформаторы:

- не предусматривающие проведение капитальных ремонтов в период гарантированного ресурсного срока эксплуатации;
- оборудованные системами диагностики, позволяющими планировать ремонты «по состоянию».
- с автоматическим регулированием напряжения;
- необходимого уровня динамической стойкости;
- низкими потерями Х.Х. за счет применения стали высших марок;
- оснащенные современными надежными вводами с твердой изоляцией;
- оснащенные устройствами РПН, исключаящими останов переключающего устройства в промежуточном положении, а также с использованием гашения дуги в вакуумной среде;
- оснащенные устройствами автоматической подпрессовки обмотки.

Граничные характеристики:

Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	Трансформатор неремонтируемый на протяжении всего гарантированного ресурсного срока службы
Конструкция трансформатора	должна обеспечивать проведение сервисного обслуживания в течение срока службы
Типы вводов	должны быть герметичными с твердой изоляцией для классов напряжения 110 и 220 кВ и герметичными для остальных классов напряжения.
Трансформаторы тока с классом точности обмотки измерения	Не ниже 0,2;
Трансформаторное масло	Масло с наименьшей кислотностью и возможностью смешивания с другими типами масел.
Система пожаротушения	Современная система защиты от взрывов и пожаров, функционирующая под управлением SCADA-системы, с использованием непосредственного впрыска азота в бак трансформатора.
Аварийный слив масла	Должен быть предусмотрен
Максимальная длительная перегрузка, МВА	Должна быть не ниже указанной в п.5.3.15. действующих ПТЭ электростанций и сетей РФ
Покраска трансформатора:	-маслотермостойкая краска со сроком службы не менее 10 лет

Требования к фирме - производителю выбранного оборудования	- соответствие требованиям стандарта качества ISO9001, наличие необходимого сертификата; - наличие в России технического центра по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке, ремонту и эксплуатации
Система мониторинга трансформатора	Должна удовлетворять по функциональным возможностям, изложенным в приложении № 2

7.2.3. Оборудование распределительных устройств

Перспективным направлением техперевооружения подстанций является применение элегазовых коммутационных аппаратов, в том числе применение элегазовых КРУЭ 110-750 кВ, компактных ячеек 110÷220 кВ, элегазовых токопроводов высокого и сверхвысокого напряжения 110-750 кВ, разъединителей пантографного или полупантографного типа серии Р на напряжение 330÷750 кВ, не требующие капитального ремонта в течение всего срока службы, жесткой ошиновки ОРУ 110÷500 кВ с максимальным использованием блочной заводской комплектации.

Запрещается применять:

- Выключатели и разъединители с гарантированным ресурсным сроком эксплуатации менее 30 лет;
- масляные и воздушные выключатели, разрядники при проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве ;
- воздушные и электромагнитные приводы выключателей при проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве;
- трансформаторы тока с классом точности обмотки для измерений более 0,2;
- трансформаторы напряжения с классом точности обмотки для измерений более 0,2;
- выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения требующие проведение капитального ремонта в течении гарантийного срока эксплуатации(без дополнительного обоснования).

Рекомендуется применять:

- ОПН (в т.ч. подвесные) на основе оксидно-цинковых резисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасных с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем;
- колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока)

элегазовые выключатели 110-750 кВ с пружинными и гидравлическими приводами с наибольшим коммутационным ресурсом по отключению токов К.З.;

- разъединители с электродвигательными приводами и дистанционным управлением;
- элегазовые трансформаторы тока с классом точности не ниже 0,2, обеспечивающие повышенную надежность и пожаробезопасность;
- однотипные трансформаторы тока на разных присоединениях одного РУ для обеспечения надежной работы дифференциальной защиты шин;
- емкостные элегазовые трансформаторы напряжения класса точности не ниже 0,2;
- комбинированные трансформаторы тока и напряжения в одном корпусе;
- антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения, позволяющие предотвратить возникновение явления феррорезонансных перенапряжений;
- коррозионностойкие покрытия для металлоконструкций порталов и опор под оборудование, а также другие технологии, позволяющие увеличить коррозионную стойкость конструкций;
- электронное оборудование, встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты, должно полностью удовлетворять требованиям по защите и излучению электромагнитных помех;
- облегченные предварительно-напряженные железобетонные стойки, лежни и железобетонные сваи под оборудование;
- новые высокоэффективные материалы для защиты от коррозии строительных конструкций;
- новые эффективные материалы для ограждающих и кровельных конструкций, полов и отделки помещений зданий;
- использование опорной и подвесной изоляции для оборудования ОРУ с гарантированным сроком службы не менее 30 лет.
- упрощения схем в технически обоснованных случаях на основе применения аппаратов высокой степени надежности.

Граничные характеристики:

Выключатели для ОРУ. Общие требования	
Тип выключателя	Элегазовый - колонковый или баковый

Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	неремонтируемый на протяжении всего гарантированного ресурсного срока службы
Конструкция привода	должна исключать возможность рассогласования действия фаз и возможность самопроизвольного срабатывания
Длина пути утечки внешней изоляции см (не менее)	В соответствии с ГОСТ 9920-89
Ресурс по механической стойкости, циклы ВО, не менее	10000
Ресурс по коммутационной стойкости, не менее	
-циклы ВО при номинальном токе	5000
-циклы ВО при номинальном токе отключения К.З.	20
Привод выключателя	Пружинный или гидравлический с запасом энергии на цикл не менее О-В-О
Требования к фирме - производителю выбранного оборудования	<ul style="list-style-type: none"> ▪ соответствие требованиям стандарта качества ISO9001, подтвержденное соответствующим сертификатом; ▪ наличие в России технического центра по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке, ремонту и эксплуатации применяемых устройств.
Выключатель должен быть снабжен	<ul style="list-style-type: none"> -указатель положения контактов; -счетчик операций; -устройство контроля ресурса; -указатель состояния зарядки пружин; -сигнализация и манометры состояния элегаза с блокировкой при утечке элегаза; -разъемы автономной герметизации элегаза.

Конструкция выключателя	должна обеспечивать проведение сервисного обслуживания в течение срока службы
Разъединители для ОРУ. Общие требования	
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	неремонтируемый на протяжении всего срока службы
Длина пути утечки внешней изоляции см (не менее)	В соответствии с ГОСТ 9920-89
Ресурс по механической стойкости, циклов ВО, не менее	5000
Привод главных и заземляющих ножей разъединителя:	Электродвигательный
Конструкция разъединителя	должна обеспечивать проведение сервисного обслуживания в течение срока службы
Конструкция приводов главных и заземляющих ножей	должна исключать - возможность рассогласования действия фаз; - возможность самопроизвольного срабатывания. Должна предусматривать - блокировки от ошибочных действий оперативного персонала.

7.2.4. Генераторные выключатели

Перспективным направлением техперевооружения коммутационных аппаратов генераторов является применение элегазовых и вакуумных выключателей.

Запрещается применять

при проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве:

- выключатели с гарантированным ресурсом по циклам включения-отключения менее 10 000;
- масляные и воздушные выключатели;

- воздушные и электромагнитные приводы.

Рекомендуется применять:

- элегазовые выключатели или элегазовые генераторные комплексы со встроенным разъединителем и измерительными трансформаторами тока и напряжения;
- пружинные приводы с максимально возможным ресурсом по коммутации в конструкции элегазовых выключателей.

Граничные характеристики:

Тип выключателя	Элегазовый, вакуумный
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	неремонтируемый на протяжении всего срока службы
Элегазовый выключатель должен быть снабжен	Измерителем плотности газа, фильтром для абсорбции газа
Конструкция привода	должна исключать возможность рассогласования действия фаз и возможность самопроизвольного срабатывания
Привод	Пружинный с запасом энергии на цикл не менее О-В-О
Ресурс по механической стойкости, циклов В-О, не менее	10 000
Конструкция выключателя	должна обеспечивать проведение сервисного обслуживания в течение срока службы
Продолжительность тока термической стойкости,	должна соответствовать местным условиям станции в зависимости от времени действия защит и должна быть рассчитана на случай отказа основной защиты

<p>Выключатель должен быть снабжен</p>	<ul style="list-style-type: none"> -указатель положения контактов -счетчик операций -устройство контроля ресурса -указатель состояния зарядки пружин -сигнализация и манометры состояния элегаза с блокировкой при утечке элегаза -разъемы автономной герметизации элегаза
<p>Требования к фирме - производителю выбранного оборудования</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ соответствие требованиям стандарта качества ISO9001, наличие необходимого сертификата; ▪ наличие в России технического центра по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке, ремонту и эксплуатации применяемых устройств

7.2.5. Кабельные линии напряжением 110 кВ и выше.

Перспективным направлением в модернизации кабельных линий класса 110 кВ и выше является применение кабелей с твердой изоляцией из «сшитого» полиэтилена с расширенной системой самодиагностики.

Запрещается применять:

- маслонаполненные кабельные линии.

Рекомендуется применять:

- кабели с твердой изоляцией из "сшитого" полиэтилена, оснащенные системами диагностики.

7.2.6. Электрооборудование собственных нужд

Перспективным направлением оснащения устройств собственных нужд является применение силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Электрооборудование собственных нужд напряжением выше 0,4 кВ.

Запрещается применять:

- масляные, маломасляные и воздушные выключатели при проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве;
- воздушные и электромагнитные приводы выключателей при проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве;
- кабели с бумажно-масляной изоляцией;
- устройства релейной защиты и автоматики на основе контактных электромагнитных реле.

Рекомендуется применять:

- вакуумные выключатели;
- микропроцессорные устройства защиты и автоматики ячеек КРУ, способные функционировать под управлением АСУ ТП;
- токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией;
- кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, коррозионостойкие, пожаробезопасные (не поддерживающие горение);
- безмасляные (сухие) трансформаторы в ЗТП и внутренних помещениях;
- масляные трансформаторы в КТП наружной установки;
- устройства плавного пуска и частотные регулируемые приводы для электродвигателей насосов и вентиляторов;
- электронное оборудование, встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты, должно полностью удовлетворять требованиям электромагнитной совместимости;
- шкафы с устройствами защит и автоматики, имеющие встроенный интерфейс общения «человек-машина» для контроля текущего состояния;
- упрощения схем в технически обоснованных случаях на основе применения аппаратов высокой степени надежности.

Электрооборудование собственных нужд напряжением до 0,4 кВ.

Запрещается применять:

- схемы электроснабжения без автоматического включения резерва (АВР);
- кабели с бумажно-масляной изоляцией;

Рекомендуется применять:

- микропроцессорные устройства защиты и автоматики в шкафах 0,4 кВ, способные функционировать под управлением АСУ ТП;
- кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- автоматические выключатели 0,4 кВ в комплекте с микропроцессорными блоками защит;
- устройства плавного пуска и частотные регулируемые приводы для электродвигателей насосов и вентиляторов;
- электронное оборудование, встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты, должно полностью удовлетворять требованиям по защите и излучению электромагнитных помех;
- упрощения схем в технически обоснованных случаях на основе применения аппаратов высокой степени надежности.

Системы оперативного постоянного и переменного тока

Запрещается применять:

- схемы оперативного-переменного тока без использования устройств бесперебойного питания;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения;
- аккумуляторные батареи со сроком эксплуатации менее 20 лет;
- аккумуляторные батареи с гелеобразным электролитом.

Рекомендуется применять:

- аккумуляторные батареи закрытого типа (герметичные и полугерметичные) со сроком службы не менее 20 лет с системами самодиагностики, с высокой надежностью и способностью аккумуляторной батареи отдавать расчетную емкость в аварийной ситуации в течение всего срока службы;
- зарядно-подзарядные агрегаты, обеспечивающие поддержание

напряжения при работе в режиме подзаряда +/- 1% (имеющие стабилизацию как по напряжению так и по току);

- АБП в сети оперативного переменного тока со встроенным интерфейсом общения «человек-машина» для контроля текущего состояния АБП.

7.2.7. Системы возбуждения

При реализации новых перспективных разработок необходимо обеспечивать максимальную информационную отдачу и интеграцию в единую систему управления ГЭС.

Запрещается применять:

- системы возбуждения не удовлетворяющие ГОСТ 21558-2000 и стандарту МЭК 60034-16.3;
- системы управления и регулирования, выполненные без применения микроконтроллеров и не имеющие 100% резерва;
- электромашинные системы возбуждения без специального комплекта аппаратуры, позволяющей в 10-12 раз повысить быстродействие системы и применять современные АРВ (аналоговые или цифровые), обеспечивающие реализацию в полном объеме всех функций САРВ в соответствии с ГОСТ;
- водяное охлаждение тиристорных преобразователей, если не применено водяное охлаждение в самом генераторе.

Рекомендуется применять:

- системы регулирования возбуждения, прошедшие комплексные испытания на электродинамических моделях;
- микропроцессорные системы управления, регулирования и защит.

Граничные характеристики:

Тип системы возбуждения	Тиристорная
Схема возбуждения	Самовозбуждение/Независимое
Срок эксплуатации	Не менее 25 лет
Кратность форсировки по току	Не менее 2.0

Кратность форсировки по напряжению	Не менее 2.0
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	Не менее 7 лет

7.3. Гидросиловое оборудование

Основным перспективным направлением в переоснащении гидротурбин является применение систем регулирования с давлением не менее 6,3 МПа для уменьшения объема масла в системе регулирования и оптимизации использования существующих проточных трактов.

Для полного контроля за состоянием гидроагрегата должны осуществляться мониторинг с функциями защиты, контроль за:

- колебаниями вала, вибрациями в зонах направляющих подшипников;
- вертикальными колебаниями диска подпятника, вибрациями опор подпятников;
- за фазой и амплитудой вектора тяжелой точки;
- пульсациями давления в зоне рабочего колеса;
- зазором «лопасть- камера» и других параметров.

При выборе поставщиков гидротурбинного оборудования следует отдавать предпочтение предприятиям, на которых гарантируется проведение модельных исследований турбин для подтверждения гарантий по КПД и кавитационной надежности оборудования.

При выборе типа гидротурбинного оборудования ГЭС необходимо проводить технико-экономический анализ вариантов с учетом энергетической эффективности и надежности.

При замене и реконструкции гидротурбинного оборудования с увеличением мощности должна производиться реконструкция оборудования всей цепочки выдачи мощности. Номенклатурный ряд гидрогенераторов должен соответствовать номенклатурному ряду гидротурбин.

Запрещается применять:

- низколегированную сталь при изготовлении рабочей поверхности обечайки камеры рабочего колеса.
- материалы втулок в подшипниках кинематики рабочих колес поворотно-лопастных турбин, приводящие к увеличению перестановочных усилий и заклиниванию механизма разворота лопастей.

Рекомендуется применять:

- самосмазывающиеся материалы при замене изнашивающихся элементов в узлах трения;
- системы регулирования должны оснащаться регуляторами на базе микропроцессорной техники и обеспечивать участие в первичном и вторичном регулировании частоты и мощности в соответствии с современными требованиями МЭК (IEC) 60308 (при обеспечении возможности ручного управления гидротурбиной);
- рабочие органы гидротурбин, находящиеся в проточном тракте, и участки проточного тракта, подверженные динамическому и кавитационному воздействию необходимо выполнять из современных кавитационно-стойких материалов;
- камеры рабочего колеса из коррозионно-стойких (композитных) материалов, без отъемного сегмента, рассчитанные на полное восприятие нагрузки без передачи на бетон.

Граничные характеристики:

Срок эксплуатации	Не менее 40 лет
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	Не менее 7 лет
Средняя наработка на отказ:	
- для пикового режима работы	Не менее 2500 часов
- для полупикового режима работы	Не менее 3700 часов
- для базового режима работы	Не менее 8000 часов
Коэффициент готовности	Не менее 0,97
Коэффициент технического использования	Не менее 0,93
КПД	93%-96%
Число пусков/остановов в год	Не менее 750/750
Требования к конструкции с безмасляной втулкой РК	
Внутренняя поверхность должна иметь защиту от коррозии со сроком действия	Не менее 40 лет
Втулки подшипников механизма разворота лопастей должны быть изготовлены из материала, обеспечивающего работоспособность узлов без замены и ремонта	Не менее 20 лет
Цапфы лопастей рабочего колеса, шток и направляющие шпонки должны быть облицованы нержавеющей сталью, путем наплавки с образованием рабочего слоя толщиной	Не менее 10 мм

Требования к конструкции с маслonaполненной втулкой поворотno-лопастного РК	
Втулки подшипников механизма разворота лопастей должны обеспечивать работоспособность узлов трения без замены и ремонта	Не менее 20 лет
Износ вкладышей подшипников механизма поворота (провисание лопастей) не должен превышать величины, обеспечивающей надежную работу лопастей	Не менее 20 лет
Требования к валу гидроагрегата	
Вал в зоне шейки турбинного подшипника на водяной смазке должен иметь облицовку из нержавеющей стали (после обработки) выполненную методом наплавки толщиной	Не менее 5 мм
Требования к направляющему подшипнику турбины	
Антифрикционный материал вкладышей, конструкция ванны, опорных узлов вкладыша и уплотнения вала должны обеспечивать надежную работу подшипника без ремонта и регулировки	Не менее 7 лет
Технология и качество изготовления, применяемые материалы и конструкция системы смазки и охлаждения должны обеспечить работоспособность облицовки вала без ремонта и замены	Не менее 20 лет

7.4. Гидромеханическое оборудование

Основными направлениями по воздействиям на гидромеханическое оборудование являются: замена, реконструкция и восстановительный ремонт решеток, затворов, закладных частей гидромеханического оборудования, сороудерживающих устройств, изнашиваемых элементов кранового и другого грузоподъемного оборудования, усиление или замена подкрановых балок при выявлении дефектов после инструментального обследования или несоответствии марки стали по климатическим условиям региона.

Перспективным направлением является применение усовершенствованных облегченных конструкций затворов и сороудерживающих решеток.

Запрещается применять:

- антикоррозийную обработку металлоконструкций с гарантийным сроком действия менее 8 лет.

Рекомендуется применять:

- современные антифрикционные материалы (в т.ч. на узлах

скольжения, уплотнения затворов);

- современную систему антикоррозионной защиты с длительным сроком эксплуатации;
- механизмы главного и вспомогательного подъема, механизмы передвижения и управления с частотным регулированием скоростей;
- в необходимых случаях (в зависимости от климатических условий региона) устройства обогрева сороудерживающих решеток и конструкций затворов.

Граничные характеристики:

Затворы, решетки	
Срок эксплуатации	Не менее 25 лет
Срок службы антикоррозионного покрытия	Не менее 15 лет
Водонепроницаемость затвора и мест сопряжения его с частями сооружения	Не более 0,3 л/сек на 1 пог. м. сопряжения
Водопоглощение материала втулок (подшипников скольжения) рабочих колес балансирных тележек и боковых колес	Не более 19 %
Предельное объемное разбухание материала втулок (подшипников скольжения) рабочих колес балансирных тележек и боковых колес	Не более 22 %
Крановое оборудование	
Срок эксплуатации для электрооборудования	Не менее 30 лет
Срок эксплуатации для несущих конструкций	Не менее 50 лет

7.5. Вспомогательное оборудование

Основными перспективным направлением в переоснащении вспомогательного оборудования является применение малообслуживаемого оборудования с увеличенным межремонтным циклом и меньшим объемом регламентных работ.

Запрещается применять:

- устаревшее оборудование, снимаемое с производства.

Рекомендуется применять:

- малообслуживаемое оборудование;
- системы управления на базе современных микропроцессорных

устройств серийного производства и с использованием серийных программных продуктов, обеспечивающих сбор, отображение и передачу в АСУТП текущих параметров и выработку сигналов управления.

Граничные характеристики:

Срок эксплуатации	Не менее 20 лет
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	Не менее 5 лет

Системы приточно-вытяжной вентиляции

Рекомендуется применять:

- системы управления (СУ), обеспечивающие работу вентиляционных установок в автоматическом режиме;
- системы дымоудаления с огнезадерживающими клапанами и клапанами дымоудаления;
- системы управления (СУ), интегрированные с системой автоматического пожаротушения объектов ГЭС и обеспечивающие немедленное отключение вентиляционных установок при возникновении пожара или срабатывании пожарной сигнализации.

Системы технического и технологического воздуха

Рекомендуется применять:

- компрессоры с переменной производительностью, оснащенные частотными преобразователями;

Системы пожарной сигнализации и пожаротушения

Рекомендуется применять:

- интеллектуальные дымовые извещатели с самодиагностикой, выдающие информацию на ручной пульт дистанционного опроса;
- при проектировании системы пожаротушения для помещений, где при тушении пожара вода может нанести значительный ущерб оборудованию и материалам рекомендуется применять газовое тушение пожара.

7.6. Релейная защита и электроавтоматика

Функциональные требования к устройствам релейной защиты, противоаварийной автоматики, систем ГРАМ и ГРНРМ определяются требованиями ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС», а также требованиями отраслевых нормативно-технических документов.

Требования к участию ГЭС в первичном и вторичном регулировании частоты определяются действующими нормативно-техническими документами.

7.7. Автоматизированные системы управления

В настоящем разделе определяются требования к автоматизированным системам диспетчерского и технологического управления, к техническим средствам охраны и физической безопасности гидроэлектростанций, а также к автоматизированным системам управления производством. Основной целью является создание корпоративной системы управления, объединяющей различные системы в интегрированный информационно-управляющий комплекс на основе единых стандартов и информационно-вычислительной инфраструктуры.

Требования к информационно-вычислительной инфраструктуре Холдинга определяется корпоративным стандартом «Техническая политика в области ИТ инфраструктуры и приложений».

7.7.1. АСУ ТП

Для обеспечения выполнения одновременной замены основного силового оборудования гидроэлектростанций (гидрогенераторы, силовые трансформаторы, коммутационное оборудование и т.п.) и систем управления в соответствии с графиками ремонтов и для обеспечения сквозной управляемости объекта без потери функциональности, все системы АСУ ТП объекта разделяются на различные подсистемы с обеспечением взаимной интеграции в единую цифровую систему управления ГЭС.

В перечень систем АСУ ТП ГЭС входят:

- системы управления гидроэлектростанцией;
- системы группового регулирования активной и реактивной мощностью;
- системы управления и диагностирования гидроагрегатов;
- системы управления и диагностирования оборудования подстанций;
- системы управления и диагностирования общестанционного вспомогательного оборудования;

- информационно-диагностические системы контроля безопасности гидросооружений;
- системы (комплексы) противоаварийного управления энергосистемы (ОЭС).

Системы АСУ ТП ГЭС должны выполнять функции:

- контроля за состоянием энергетического оборудования;
- автоматического регулирования технологических параметров;
- автоматической защиты электрических присоединений;
- автоматической защиты технологического оборудования;
- автоматического управления оборудованием по заданным алгоритмам;
- технологической и аварийной сигнализации;
- дистанционное управление коммутационной, регулирующей и запорной аппаратурой.

Общие требования к системам технологического управления

Все системы АСУ ТП, выполняющие измерительные и управляющие функции должны быть сертифицированы Федеральным Агентством по техническому регулированию и метрологии в качестве измерительно-управляющих комплексов с присвоением типа и внесения Государственный реестр средств измерений.

Перспективными направлениями повышения технологичности управления и эксплуатации объектов являются разработка и внедрение адаптивных унифицированных управляющих комплексов, а так же внедрение комплексных интегрированных решений в комплекте с основным оборудованием объекта, оснащенными полнофункциональными системами управления и диагностирования) (компрессорное оборудование, КРУЭ, воздушное хозяйство, силовые трансформаторы и т.п.)

Запрещается применять:

программно-технические комплексы:

- не обеспечивающие электромагнитную совместимость и защиту от помех в штатных и аварийных условиях эксплуатации (местное и удаленное К.З., помехи нормального режима);
- не сертифицированные органами Госстандарта в качестве измерительно-управляющих комплексов;
- не оснащенные средствами самодиагностики всех составляющих ПТК;
- содержащие в своем составе несерийные программные продукты

(уникальные SCADA-системы и СУБД);

- содержащие в своем составе несерийные микропроцессорные компоненты (контроллеры, интеллектуальные УСО, датчики);
- использующие нестандартные закрытые протоколы связи и интерфейсы.

Рекомендуется применять:

программно-технические комплексы

- выполненные по безобслуживаемой технологии эксплуатации во время всего срока их службы;
- имеющие межповерочный интервал не менее чем межремонтный период оборудования, на котором установлен датчик.

Граничные характеристики систем технологического управления

Для обеспечения условий взаимной интеграции различных подсистем от различных производителей данное положение накладывает граничные технические ограничения на компоненты систем технологического управления ГЭС.

Граничные характеристики в части датчиков сигналов:

<i>электрические параметры:</i>	
Мощность, Напряжение Ток	Класс датчика мощности 0,5, время установления сигнала не более 0,5 с. (Кроме датчиков электрических защит и регистраторов аварийных событий)
	преобразователь с временем установления сигнала не более 0,5 с. Цифровой интерфейс 485 или 4-20 мА
Частота	Класс датчика 0,02, время установления сигнала не более 0,5 с. (Кроме датчиков электрических защит и регистраторов аварийных событий)
	преобразователь с временем установления сигнала не более 0,5 с. Цифровой интерфейс 485 или 4-20 мА.
<i>гидромеханические параметры:</i>	
Уровни, перемещения	Класс датчика 0,5, время установления сигнала не более 1 с.
	преобразователь с временем установления сигнала не более 1 с. Цифровой интерфейс 485 или 4-20 мА (типа ИЛП)
Вибрация	Частотный диапазон измерения виброперемещений от 0,5 до 500 Гц
	Диапазон рабочих перемещений +/- 500 мкм.

Расход	Класс датчика 0,5, время установления сигнала не более 1 с.
	преобразователь с временем установления сигнала не более 1 с. Цифровой интерфейс 485 или 4-20 мА
Частота	Класс датчика 0,5, время установления сигнала не более 0,5 с.
	преобразователь с временем установления сигнала не более 1 с. Цифровой интерфейс 485 или 4-20 мА
Уровни под рабочим давлением	Класс датчика 1,0, время установления сигнала не более 1 с.
	Датчик с временем установления сигнала не более 1 с. Цифровой интерфейс 485 или 4-20 мА
Частота вращения ротора	Класс датчика 1,0.
	Датчик с временем установления сигнала не более 1 с. Цифровой интерфейс 485 или 4-20 мА
температурные параметры:	
Температура	Класс датчика 1,0.
	100П, класс В., тепловая инерция не более 8 с.,
дискретные параметры:	
Входные сигналы	Сухой контакт, контрольные реле, время срабатывания не более 1 мс
Выходные сигналы	Реле управления, коммутация цепи тока не менее 8 А, при 250 В.
физическая среда:	
От реле управления до исполнительных механизмов	Неэкранированный контрольный медный кабель. Сечение не менее 1,5 мм ² .
От датчика до интеграционного шкафа (преобразователя)	Экранированный медный кабель. Сечение 1,5 мм ² , заземление экрана – на входе шкафа.
От интеграционного шкафа до УСО (контроллера)	Медный многожильный провод. Сечение не менее 0,63 мм ²

Запрещается применять:

- датчики, требующие, при их поверке, разборки оборудования, на котором они установлены.

Рекомендуется применять:

- датчики, поверяемые на месте установки;

- имеющие межповерочный интервал не меньший, чем межремонтный период оборудования, на котором установлен датчик.

Граничные характеристики в части контроллеров управления:

Модульность	<p>Модульное исполнение на базе объединительной панели (корзины) с возможностью наращивания и модернизации как в рамках одной объединительной панели, так и путем подключения дополнительных панелей.</p> <p>Возможность построения распределенные контроллерных систем.</p>
Возможности по обработке входных и выходных дискретных и аналоговых сигналов	<p>Максимальное количество подключаемых аналоговых входов для контроллера в конфигурации на базе одной объединительной панели – не менее 80, дискретных входов/выходов – не менее 60.</p> <p>Скорость обработки дискретных сигналов не более 1 мс.</p> <p>Скорость обработки аналоговых сигналов не более 0,5 с.</p> <p>Дискретность формирования и передачи сигналов не более 1 мс.</p>
Высокая производительность	<p>Контроллер должен обрабатывать данные с достаточной для данного ТП производительностью (например, время цикла опроса и обработки входных сигналов довольно большого ряда технологических процессов не должно превышать нескольких десятков миллисекунд). При этом высокая производительность вычислительных компонентов контроллера должна сочетаться с ОС реального времени; время реакции на события должно быть предсказуемым.</p>
Способность обрабатывать и захватывать все лавинообразные события	<p>Каждый модуль должен обладать системой буферизации не только на уровне всего модуля, но и каждого отдельного сигнального ввода с целью захвата лавинообразных событий.</p> <p>Контроллер должны обрабатывать сигналы с разными приоритетами и обладать системой буферизации обрабатываемых сигналов для каждого уровня приоритета.</p>
Синхронизация	<p>Внешний синхросигнал должен синхронизировать контроллер с точностью не хуже 1 мс.</p> <p>Контроллер должен производить синхронизацию времени всех подключенных интеллектуальных устройств.</p>
Промышленное исполнение	<p>Соответствие исполнения контроллера условиям окружающей среды (виброустойчивость, термо- и влагостойкость, устойчивость к перепадам напряжения питания, и т.д.).</p>
Функциональные возможности	<p>Самодиагностика, диагностика модулей ввода/вывода, коммуникационной сети; встроенные таймеры и счетчики, обработка прерываний, приоритетов. Объем памяти должен</p>

	<p>быть достаточен для используемого средства программирования.</p> <p>Наличие встроенных программных средств дистанционного и локального обслуживания (настройки).</p> <p>Наличие встроенных механизмов контроля доступа, средств протоколирования и аудита.</p>
Коммуникационные возможности	<p>Наличие коммуникационных средств для организации стандартных сетей связи и программируемых интерфейсов для подключения сторонних систем.</p> <p>Поддержка стандартов МЭК 870-5-101, МЭК 870-5-102, МЭК 870-5-103, МЭК 870-5-104.</p>
Надежность	<p>Наработка на отказ не ниже установленной отраслевыми нормативами.</p> <p>Дублирование контроллеров с возможностью «горячей замены» и «безударного перехода» на рабочий контроллер при реализации подсистем управления гидроагрегатов и подстанций.</p>
Средства программирования	<p>Инструментальные программные средства, включающее языки программирования в соответствии со стандартом IEC 1131-3. Необходимо наличие переносных аппаратных средств для программирования контроллера (программатора). Наличие OPC серверов.</p> <p>Возможность дистанционного перепрограммирования контроллера по сети.</p>
Местные средства отображения	<p>Возможность подключения к контроллеру цветной графической панели (операторской панели), устанавливаемой на местном щите управления и предназначенной для вывода значений и графиков контролируемых параметров и сообщений о событиях, а также для ввода управляющей информации. Количество цветов – 8, разрешение – не менее 300x200, количество функциональных и программируемых клавиш – не менее 20.</p>
Сертификация	<p>Наличие сертификатов Госстандарта России и рекомендаций к применению в энергетической отрасли</p>
Аппаратная платформа	<p>Серийно выпускаемый контроллер промышленного исполнения.</p> <p>Полная номенклатура необходимых модулей от одного производителя.</p> <p>Присутствие на рынке услуг марки производителя и линии (серии) контроллера не менее 10 лет.</p> <p>Обязательство фирмы-поставщика поддерживать линию контроллера не менее 20 лет.</p>
Программные средства	<p>Программные средства, поставляемые в комплекте с контроллером или рекомендованные производителем контроллера</p>

Граничные характеристики в части среды передачи данных:

Информационная среда:	
Сеть передачи данных	<p>Стандартная промышленная сеть с числом узлов не менее 30, длина не менее 3 км.</p> <p>При осуществлении функций управления – полное резервирование.</p> <p>Построение на базе стандартных протоколов МЭК 870-5-104.</p>
Физическая среда:	
Сеть передачи данных	<p>Оптический кабель с многомодовым волокном.</p> <p>При трансляции функций управления - обеспечение полного дублирования (Трасса, кабель, интерфейс).</p> <p>Сеть должна быть защищена от неавторизованного доступа.</p> <p>Подключение промышленной сети к другой автоматизированной системе (локальной или распределённой вычислительной сети) должно осуществляться с использованием сертифицированных государственными органами межсетевых экранов.</p>

Граничные характеристики в части SCADA:

системные параметры:	
SCADA система должна	<p>обеспечивать визуализацию данных в виде мнемосхем, трендов, таблиц и сообщений, обновляемых по событию</p> <p>поддерживать архитектуру “клиент-сервер” с возможностью разделения функций между серверами (для распределения нагрузки)</p> <p>поддерживать интерфейс ODBC – для доступа внешних программ к архивам SCADA-системы с целью просмотра, формирования вторичных баз данных и т. д.;</p> <p>поддерживать интерфейс OPC, DDE – для связи с внешними системами</p>

	<p>поддерживать технологии ActiveX, COM/DCOM</p> <p>поддерживать собственный программный интерфейс (API) для связи с нестандартными внешними источниками данных</p> <p>иметь собственную базу данных, работающую в реальном масштабе времени с минимальным объемом 500.000 точек ввода/вывода</p> <p>База данных должна быть построена не по подписке (теги).</p> <p>Обновление и архивирование должно производиться по событию. Максимальное количество источников сигналов – контроллеров - не менее 1000.</p>
синхронизация	<p>SCADA должна синхронизироваться по астрономическому времени с точностью не хуже 1 мс от внешнего синхронизирующего устройства</p>
резервирование	<p>SCADA должны обладать системой резервирования с переходом на резервную SCADA по событию. SCADA должны обладать функциями автоматической самодиагностики для определения программно-технических сбоев различного уровня. В случае программно – технического сбоя резервируемый сервер SCADA должен переключаться на резервный за время не более 1мс. ,переход остальных подсистем на режим работы с резервным сервером должен быть прозрачен (переключения любого рода отсутствуют) или нормирован по времени. Время автоматического обнаружения критических программно - технических сбоев должно быть нормированным. SCADA система должна иметь возможность автоматической загрузки и полного безударного запуска после аварийной перезагрузки системы без участия человека.</p>
программная платформа	<p>Не ниже Microsoft Windows NT Server 2000 или Microsoft SQL Server 2000</p> <p>Возможность установки подсистемы реального времени. (Real Time Extention)</p>
аппаратная платформа	<p>Серийно выпускаемый Server на базе процессора Intel</p> <p>Присутствие на рынке услуг марки производителя и линии (серии) серверов не менее 10 лет</p>

Граничные характеристики в части баз данных:

системные параметры:

База данных должна	иметь встроенные механизмы контроля доступа, средств протоколирования и аудита.
	обеспечивать поддержку разделения прав доступа к данным
	поддерживать архитектуру “клиент-сервер”
	поддерживать интерфейс ODBC – для доступа внешних программ к архивам SCADA-системы с целью просмотра, формирования вторичных баз данных и т. д.
	поддерживать интерфейс OPC, DDE – для связи с внешними системами
	собственный программный интерфейс (API) для связи с нестандартными внешними источниками данных
	обеспечивать прием не менее 10000 сигналов в секунду с дискретностью хранения (метки времени) не более 1 мс.
программная платформа	Система управления базами данных реального времени, поставляемый в комплекте со SCADA системой или удовлетворяющая изложенным выше требованиям
аппаратная платформа	Серийно выпускаемый сервер на базе архитектуры Intel

параметры хранения данных:

База данных должна поддерживать	идентификацию контролируемого оборудования и средств автоматизации в соответствии со структурой предприятия и протеканием контролируемого технологического процесса;
	формирование уникальных номеров для регистрируемых и расчетных параметров на основе кодов, присвоенных оборудованию, описание перечня и характеристик параметров;
	формирование кросс таблиц для обеспечения доступа приложений к значениям параметров в различных архивах (источниках данных) с использованием уникальных номеров параметров;
	формирование перечней параметров, подлежащих хранению в долговременных архивах, с указанием дискретности (одной или более) архивации, глубины хранения по каждой дискретности и алгоритма формирования значения параметров в архиве для данной дискретности и глубины (среднее, по границе интервала, максимальное в интервале и т.д.);
	формирование долговременного архива параметров на основе оперативного архива по указанным перечням параметров с автоудалением устаревших значений;
	просмотр значений произвольного перечня параметров из оперативного или долговременного архива или архива событий в графическом и табличном виде, сохранение по требованию пользователя анализируемого события в архиве событий.
программная	Операционная система не ниже Windows NT 2000

платформа	Система управления базами данных не старше - Oracle8/05
аппаратная платформа	Серийно выпускаемый сервер на базе архитектуры Intel

7.7.1.1. Диагностические подсистемы

Для обеспечения контроля за режимом работы и состоянием основного силового и вспомогательного оборудования все существующие объекты технологической цепочки производства электроэнергии должны оснащаться диагностическими подсистемами АСУ.

Функциональность диагностических подсистем должна быть достаточной для осуществления контроля граничных нормируемых показателей оборудования или для выработки экспертной оценки текущего состояния объекта с целью определения остаточного ресурса до ремонта.

Диагностическими подсистемами АСУ должны быть оснащены:

- гидрогенераторы;
- генераторные выключатели;
- гидротурбины;
- силовые трансформаторы и автотрансформаторы мощностью 150 кВа и выше;
- выключатели и разъединители ОРУ (КРУЭ);
- ограничители перенапряжений класса напряжения 110 кВ и выше;
- трансформаторы тока и напряжения класса напряжения 110 кВ и выше;
- кабельные линии классом напряжения 110 кВ и выше;
- краны грузоподъемностью 100 т. и выше;
- напорные гидротехнические сооружения;
- стационарные компрессорные установки;
- насосные агрегаты мощностью более 50 кВт.

Запрещается применять:

- диагностические комплексы, не интегрированные с автоматизированными системами управления объекта без отдельного обоснования.

7.7.2. АСДУ

Техническая политика по созданию, модернизации и развитию систем телеинформации объектов диспетчеризации и обеспечения интерфейсов обмена технологической информацией определяются требованиями, формируемыми ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС».

Перспективными направлениями развития систем диспетчерского управления является внедрение цифровых систем связи и телемеханики с возможностью удаленного управления и диагностики оборудования, а также переход с аналоговых на цифровые каналы связи синхронной и плезиохронной цифровой иерархии.

При реконструкции систем телемеханики следует ориентироваться на технические решения, предусматривающие замену аналоговых измерительных преобразователей на интеллектуальные контроллеры непосредственного съема информации с измерительных трансформаторов и возможностью последующей интеграции элементов системы телемеханики в АСУ ТП ГЭС.

Граничные характеристики в части систем телемеханики:

Класс точности измерительных трансформаторов	не хуже 0,2
Коэффициент готовности каналов связи	не ниже 0,999
Время восстановления канала связи	не более 5 минут
Время постоянного запаздывания	не более 0,1 сек
Протокол передачи данных	TCP/IP
Передача меток единого астрономического времени в ТИ и ТС	наличие обязательно
Цикл передачи основных телеизмерений	не более 5 сек
Время исполнения команды телеуправления от момента ее выдачи до завершения исполнения	не более 10 секунд
Время передачи телесигнализации	не более 5 секунд
Поддерживаемые протоколы передачи телеинформации	МЭК 870-5-101/4

При этом класс точности трансформаторов тока и напряжения не хуже 0,2, коэффициент готовности каналов не ниже 0,999, время восстановления не

более 5 минут; время постоянного запаздывания не должно превышать 0,1 секунды; протокол передачи данных - ТСР/ІР.

Запрещается применять:

- системы, ограничивающие количество обрабатываемых системой сигналов менее 10 000;
- системы, не обеспечивающие возможность интеграции с другими приложениями с помощью открытых протоколов обмена информацией.

Рекомендуется применение систем телемеханики, обеспечивающих:

- интеллектуальную обработку информации, передаваемой на ДП (достоверизация, суммирование ТИ, формирование обобщенных ТС и др.);
- применение интеллектуальных цифровых измерительных преобразователей (контроллеров);
- применение цифровых каналов связи, с резервированием по разным трассам, аналоговые каналы телемеханики подлежат замене на цифровые;
- возможность ввода аналоговой информации в ПТК ТМ непосредственно от ТТ и ТН.

7.7.2.1. Коммутационное оборудование связи

Перспективными направлениями развития коммутационного оборудования на объектах гидроэнергетики является внедрение цифровых коммуникационных систем с развитой системой удаленного управления и диагностики.

При проектировании и внедрении коммуникационных систем следует предусматривать достаточное для обеспечения бесперебойной работы оборудования количество ЗИПа (в том числе по абонентским и потоковым платам и источникам питания), а также контрольную и измерительную аппаратуру для последующего обслуживания систем. Также следует предусматривать резервирование процессорных блоков коммуникационных систем с возможностью автоматического переключения.

Кроме этого, диспетчерские коммутаторы должны оснащаться цифровыми системами регистрации диспетчерских переговоров, обеспечивающими быстрый и оперативный доступ к архивам переговоров сотрудникам с соответствующими правами доступа.

УПАТС следует оснащать системами тарификации телефонных переговоров.

Кроссы УПАТС необходимо оснащать быстродействующими самовосстанавливающимися (полупроводниковыми) защитами по перенапряжению и току, обеспечивающими гарантированную защиту абонентских блоков УПАТС.

Запрещается применять:

- аналоговые коммутационные системы;
- системы без резервирования процессорных блоков;
- кроссовые защиты от перенапряжения, работающие на принципе пробоя воздушного зазора (угольные разрядники).

Рекомендуется применять:

коммутационные системы:

- с системой удаленного управления и диагностики;
- с неблокируемой коммутационной матрицей;
- с возможностью гибкого расширения системы в соответствии с производственной необходимостью.

Граничные характеристики в части коммутационных систем:

Функциональность	Поддержка сигнализации EDSS-1, R.1.5 Наличие модуля взаимодействия с каналом тональной частоты с поддержкой сигнализации АДАСЭ (аппаратура дальней автоматической телефонной связи) Поддержка трехпроводных соединительных линий Возможность организации абонентских выносов
Масштабируемость	Возможность наращивания и модернизации в рамках одного конструктива
Надежность	Возможность подключения дублирующего процессора с автоматическим переключением Наличие ЗИПа на все основные интерфейсные платы и контрольно-измерительной аппаратуры Возможность сохранения настроек на внешнем носителе и быстрого их восстановления в случае

	аварии
Модульное исполнение	Интерфейсные и служебные платы представляют собой законченные устройства с возможностью оперативной замены и наращивания в существующей корзине
Производительность	не менее 40 000 ВЧНН
Средства администрирования	Настройка и администрирование оборудования по ТСР/IP (интерфейс 10/100 Base-T)
Сертификация	Наличие сертификатов Минсвязи РФ и рекомендаций к применению в энергетике
Условия окружающей среды	В соответствии с "Нормами технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем"
Электропитание	<p>наличие системы бесперебойного питания переменным и постоянным током, питаемых через АВР и необходимого количества защитно-коммутационных устройств</p> <p>резервирование модулей электропитания и модулей аккумуляторных батарей по уровню N+1 и возможностью "горячей" замены модулей</p> <p>Время автономной работы системы бесперебойного при номинальной нагрузке определено не менее 0,5 часа</p> <p>устройство заземления должно соответствовать ГОСТ 464-79</p> <p>выполняется в соответствии с ВСН 332-93 и ПУЭ издание 6 и ПУЭ издания 7 (разделы 6 и 7)</p>

7.7.2.2. Трансмиссионное оборудование

В части развития систем передачи на объектах гидроэнергетики следует ориентироваться на применение цифровых систем с возможностью удаленного мониторинга и диагностики, а также с обеспечением высокого уровня надежности использованием основных и резервных каналов связи с автоматическим переключением в случае аварии.

При планировании реконструкции и новом строительстве радиорелейных линий связи следует ориентироваться на цифровые РРЛ. Уровень ошибок в цифровом тракте РРЛ не должен быть выше 10^{-6} .

Запрещается применять:

- системы передачи без удаленного управления и диагностики;
- системы, снятые с производства;
- системы с уровнем ошибок в цифровом тракте более 10^{-6} .

На протяженных участках допускается применение аналоговых систем с частотным разделением каналов (ТН-12, ОВ-12 и др.) по медным линиям связи. Тем не менее, в перспективных программах развития средств связи следует предусматривать замену медных линий связи на оптические с использованием соответствующего трансмиссионного оборудования.

7.7.2.3. Линейно-кабельные сооружения

При планировании ремонтов и реконструкции линейно-кабельных сооружений следует ориентироваться на установленные требования к параметрам кабелей связи (ГОСТ 27893-88 Кабели связи).

При этом следует проводить регулярные измерения параметров кабельных линий связи. При осуществлении ремонта и реконструкции применять современные технологии прокладки и монтажа. На объекте должна иметься полная и достоверная документация на линейно-кабельные сооружения с актуальной информацией об их состоянии и топологии.

При перспективном планировании развития кабельной сети предприятия следует ориентироваться на применение волоконно-оптических линий связи. Для осуществления качественного обслуживания ЛКС объекты должны быть оснащены современным контрольным и измерительным оборудованием.

Запрещается применять:

- кабели, параметры которых хуже параметров определенных ГОСТ 27893-88;
- запрещается прокладка кабелей в кабельных каналах с загрузкой более 70%.

7.7.3. АСУ П

Назначение автоматизированных систем управления производством состоит в обеспечении информационных потребностей управления деятельностью предприятия в части процессов организации, администрирования, планирования, контроля, учета, предоставления отчетности и др. (бизнес-процессов).

Таким образом, автоматизированные системы управления производством являются инструментами для предоставления информационных и коммуникационных услуг, обеспечивающих надлежащую оперативность и качество бизнес-процессов.

Основные категории информационных и коммуникационных услуг:

- услуги по информационному обеспечению общих функций специалистов и руководителей (пакет услуг стандартного рабочего места);
- услуги по обеспечению совместной работы в общем корпоративном информационном пространстве;
- услуги по специализированному информационному обеспечению бизнес-процессов предприятия.

Для оказания данных услуг используются следующие ресурсы информационных технологий, которые и составляют комплекс АСУ П:

- оборудование рабочего места;
- стандартный пакет программного обеспечения рабочего места (офисное ПО)
- программные средства для корпоративного информационного обмена;
- локальные сети передачи данных;
- корпоративные сети передачи данных;
- центры хранения и обработки данных;
- специализированные программные системы (бизнес-приложения).

Общие принципы технической политики при построении и применении комплекса АСУ П:

Комплекс АСУ П должен допускать увеличение количественных параметров информационных услуг без перестройки архитектуры и массовой замены программных и аппаратных средств (масштабируемость).

Комплекс АСУ П должен обеспечивать сохранение качества услуг и безопасности информации при возможных отказах отдельных компонентов (отказоустойчивость).

Основными критериями при выборе конкретных технических решений для построения компонент комплекса АСУ П должны служить, в порядке важности:

- требования к качеству информационных услуг, базирующихся на данных компонентах (доступность, время отклика, надежность хранения информации и пр.);
- общая стоимость владения на протяжении жизненного цикла с учетом затрат на создание, запуск в эксплуатацию, эксплуатацию и поддержание работоспособности, предполагаемое расширение и вывод из эксплуатации.

Все компоненты комплекса АСУ П должны соответствовать требованиям, определяемым действующими в Компании регламентирующими

документами в области информационной безопасности и эксплуатации информационных систем.

Для построения комплекса АСУ П должны применяться только стандартные аппаратные компоненты, выпускаемые в промышленных сериях.

Все программные компоненты комплекса АСУ П должны быть сертифицированы.

На все программные компоненты комплекса АСУ П должны иметься лицензии производителя.

7.7.3.1. Оборудование рабочего места

Для оснащения стандартного рабочего места должно применяться оборудование, выпускаемое в промышленных сериях производителями, занимающими значительную долю соответствующего рынка в течение длительного времени.

Цикл смены производителями моделей оборудования для оснащения стандартного рабочего места должен координироваться с жизненным циклом, принятым в Компании для данного оборудования.

Рекомендуется применять для автоматизации функций стандартного рабочего места, не требующих выделенного доступа одного пользователя (печать, сканирование и др.), высокопроизводительное разделяемое оборудование.

Рекомендуется применять оборудование, имеющее гарантию производителя на весь жизненный цикл использования.

7.7.3.2. Пакет программного обеспечения рабочего места

Все стандартное программное обеспечение, используемое на рабочих местах сотрудников Холдинга, должно быть выпущено одним производителем, занимающим значительную долю соответствующего рынка в течение длительного времени.

Количество используемых версий стандартного ПО должно быть сведено к минимуму.

Все стандартное ПО должно иметь поддержку производителя.

Все стандартное ПО должно иметь русскоязычный интерфейс.

Все стандартное ПО должно иметь форматы хранения данных, соответствующие стандартам де-факто и иметь средства экспорта данных в другие распространенные форматы данных.

Все компоненты стандартного ПО должны иметь возможность обмена данными друг с другом с максимальным сохранением их формата.

7.7.3.3. Программные средства корпоративного информационного обмена

Системы корпоративного информационного обмена должны быть выбираться из ряда выпускаемых производителями, занимающими значительную долю соответствующего рынка в течение длительного времени.

Для реализации одной функции корпоративного информационного обмена в Холдинге должно использоваться одно и то же программное обеспечение.

Рекомендуется использовать системы корпоративного информационного обмена, не использующие специализированного клиентского ПО за исключением компонентов стандартного ПО рабочего места.

Должна обеспечиваться автоматическая синхронизация справочной информации о пользователях между всеми системами корпоративного информационного обмена.

Определение прав доступа к общим информационным ресурсам должно производиться автоматически по данным единой учетной записи пользователя в корпоративной сети.

7.7.3.4. Сети передачи данных

Сети передачи данных должны строиться с использованием оборудования и программного обеспечения, выпускаемого в промышленных сериях производителями, занимающими значительную долю соответствующего рынка в течение длительного времени.

Сети передачи данных должны использовать протоколы и интерфейсы, соответствующие международным и российским стандартам.

Для построения корпоративных сетей должны использоваться как общедоступные, так и выделенные каналы с применением соответствующих средств защиты информации.

Рекомендуется использовать для сетей передачи данных общие с системами связи каналы.

Линии связи, соединяющие ГЭС с объектами электроэнергетики, предназначены для обеспечения информационного взаимодействия:

- 1) корпоративной системы Холдинга;
- 2) технологических систем и штатного персонала ГЭС (автоматика, диспетчера, и др.) с объектами и субъектами ЕЭС через линии привязки (присоединения) к ЕНЭС (подстанции, центры управления, предприятия);
- 3) с абонентами сети общего пользования РФ.

Линии связи являются составной частью Единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ). Развитие линий связи в составе ЕТССЭ направлено на повышение качества и надежности их функционирования,

полную цифровизацию, внедрение перспективных технологий, расширение объема телекоммуникационных услуг (речь, видео, данные), обеспечение возможности передачи возрастающего объема информации на объекты электроэнергетики.

Перспективные линии связи должны иметь в своем составе линейно-кабельные сооружения, системы управления и цифровое оборудование: ВОЛС, беспроводной связи, ВЧ связи.

С целью организации взаимодействия технологических систем управления электроэнергетики в условиях оптового рынка электроэнергии на ГЭС в соответствии с нормами технологического проектирования должны быть помещения для размещения оборудования ЕТССЭ. Планы реконструкции и нового строительства линий связи должны быть взаимоувязаны с планами создания ЕТССЭ и согласованы с ОАО «ФСК ЕЭС».

7.7.3.5. Бизнес-приложения

Для автоматизации и информационной поддержки бизнес-процессов рекомендуется применять стандартные программные комплексы, выпускаемые производителями, занимающими значительную долю соответствующего рынка в течение длительного времени.

Рекомендуется применять комплексные информационные системы, позволяющие обеспечить потребности в информатизации групп бизнес-процессов, соответствующих областям управленческой деятельности (управление активами – ЕАМ, управление планированием ресурсов – ERP и т.д.).

При выборе и построении новых информационных систем следует обеспечивать совместимость и обмен информацией с существующими системами через стандартные программные интерфейсы.

При необходимости использования общих данных различными системами должно быть точно определено, какой из систем они формируются и как осуществляется синхронизация данных.

Бизнес-приложения должны обеспечивать представление справочных и отчетных данных в форматах, используемых компонентами стандартного ПО рабочих мест пользователей.

Предпочтение должно отдаваться системам, не использующим специализированно клиентского ПО за исключением компонентов стандартного ПО рабочего места.

Заказное ПО может применяться только для автоматизации деятельности, специфичной для системы управления Холдинга.

Заказное ПО может применяться только при следующих условиях:

- передача вместе с ПО лицензии на систему разработки;

- передача ПО вместе со средой разработки;
- передача исходных кодов;
- детальное документирование ПО, позволяющее внесение изменений другим квалифицированным исполнителем помимо разработчика.

Если данные, используемые бизнес-приложениями, могут быть сформированы на основе информации, генерируемой системами АСУ ТП, рекомендуется обеспечивать автоматическую загрузку данных из АСУ ТП с исключением ручного ввода.

7.7.4. АИИС КУЭ

Техническая политика по созданию автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии объекта и обеспечения интерфейсов обмена информацией со смежными субъектами оптового рынка электроэнергии определяется требованиями, формируемыми организатором рынка.

7.8. Комплексная система безопасности

Комплексная система безопасности должна включать в себя набор технических средств охраны объекта в составе интегрированного информационно-управляющего комплекса.

Ядром комплексной системы безопасности является система сбора и обработки информации, представляющая из себя специализированные сервера, осуществляющие сбор, обработку и хранение данных с контроллеров систем охранной, пожарной сигнализации, контроля и управления доступом и периферийных устройств системы видеонаблюдения. Информация о состоянии датчиков накладывается на Генплан ГЭС и этажные планы зданий отдельных объектов ГЭС с привязкой к месту их реальной установки. Аналогично отображаются на планах места установки видеокамер с возможностью просмотра изображений непосредственно с Генплана ГЭС и этажных планов зданий.

Система должна иметь встроенные механизмы контроля доступа, средства протоколирования и аудита. Система должна быть защищена от неавторизованного доступа.

Комплексная система безопасности состоит из:

1. Системы охранной сигнализации (СОС);
2. Системы охранного освещения;
3. Линий связи технических средств охраны периметра;
4. Средств контроля и управления доступом (СКУД), включая систему

- подготовки и изготовления пропусков для сотрудников и посетителей,
5. Системы телевизионного наблюдения (СОТ);
 6. Системы пожарной сигнализации (СПС);
 7. Интегрированная система охраны;
 8. Система электроснабжения.

Требования к компонентам системы безопасности:

1) Система охранной сигнализации:

а) Охранная сигнализация периметра:

- датчики со сроком службы не менее 3 лет;
- сохранение работоспособности в интервале температур от -500 С до +400 С, влажности воздуха до 100%;
- период техобслуживания не менее 1 года.

б) Система наружного радиолокационного и гидроакустического наблюдения:

- радиус обнаружения маломерных судов и плавающих предметов (отражающие размеры которых эквивалентны шару радиусом 0, 25м) не менее 1000м;
- наличие системы передачи информации на ЦДП;
- сохранение работоспособности в интервале температур от -500 С до +400 С, влажности воздуха до 100%;
- сохранение работоспособности при резких перепадах температур.

в) Ограждение:

- не ниже второго класса защиты РД 78.36.006-2005;
- усиление сверху дополнительным ограждением из колючей проволоки.

г) Ворота:

- не ниже второго класса защиты РД 78.36.006-2005.

2) Система охранного освещения:

- соответствие ГОСТ 12.1. 046-85.
- освещенность горизонтальную на уровне земли или вертикальную на плоскости ограждения, стены не менее 0,5 лк в темное время суток;
- равномерно освещенная полоса отчуждения шириной 3-4 м;

- возможность автоматического включения дополнительных источников света на отдельных участках (зонах) охраняемой территории (периметра) при срабатывании охранной сигнализации;
- ручное управление работой освещения из помещения КПП, помещения охраны;
- совместимость с техническими средствами охранной сигнализации и охранного телевидения.

3) Линии связи технических средств охраны периметра:

- оптоволоконные линии связи.

4) Система контроля и управления доступом (СКУД):

- соответствие по функциональным характеристикам 3 классу по ГОСТ Р 51241-98;
- соответствие по устойчивости к воздействию электромагнитных помех не ниже 3 степени жесткости по ГОСТ Р 50009-92;
- должно быть предусмотрено применение системы распознавания лиц как составной части системы контроля и управления доступом.

5) Система охранного телевидения (СОТ):

- запись видеоинформации наиболее важных участков наблюдения;
- сохранение работоспособности в интервале температур от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, влажности воздуха до 100%;
- сохранение работоспособности при резких перепадах температур;
- запись видеоинформации наиболее важных участков наблюдения (входы, главный щит и др.);
- возможность наблюдения и записи видеоинформации по поступлению тревожных извещений из охраняемых зон;
- соответствие многофункциональной группе систем по ГОСТ Р 51558-2000. В части электромагнитной совместимости и устойчивости к несанкционированным действиям телевизионные камеры, их кожухи и поворотные устройства должны иметь высокий класс устойчивости по ГОСТ Р 51558-2000;
- алгоритм сжатия изображения должен обеспечивать качественное видеоизображение в режиме реального времени на каналах передачи данных с полосой пропускания менее 128 кбит/сек;
- в системе должны быть предусмотрены алгоритмы анализа изображений - датчика движения, оставление предмета, падение.

б) Противопожарная безопасность зданий.

- системы противопожарной безопасности обязательно должны входить в состав средств технических средств охраны;
- необходимость взаимодействия их с системами контроля и управления доступом в части организации соответствующих обстановке эвакуационных путей при пожаре в зданиях;
- исключение возможности формирования эвакуационных путей из зданий без осуществления контроля со стороны службы охраны;
- возможность перепроверки поступающих извещений от системы пожарной сигнализации с помощью средств системы охранного телевидения;
- исключение возможности нанесения материального ущерба путем несанкционированного запуска систем автоматического пожаротушения.

7) Интегрированная система охраны:

- сбор данных от всех систем защиты;
- программное обеспечение архивов и интерфейсов операторов, должно работать на операционной системе Windows не менее, чем NT 2000;
- обработка и представление данных в виде удобном для восприятия и анализа оператором;
- выдача сигнала тревоги при проникновении в охраняемые зоны, в том числе выдача сигнала тревоги в подразделение охраны;
- выдача сигнала тревоги при обнаружении возгорания, в том числе выдача сигнала тревоги в пожарную часть;
- обеспечение взаимодействия подсистем интегрированной системы охраны в соответствии с установленными алгоритмами;
- обеспечение взаимодействия автоматизированных рабочих мест в соответствии с возложенными на них задачами;
- вывод инструкций оператору;
- оперативное предоставление максимального объема информации при поступлении тревожного извещения или запроса от оператора по каждой охраняемой зоне;
- система должна иметь встроенные механизмы контроля доступа, средства протоколирования и аудита;
- система должна быть защищена от неавторизованного доступа;
- возможность программирования сторожевого обхода;
- иерархическая система полномочий операторов;

- возможность аппаратного и программного расширения количества обслуживаемых объектов;
- должно осуществляться полное протоколирование и видеозапись событий на объекте;
- должна быть обеспечена система резервного питания серверов от аккумулятора, обеспечивающая работу системы не менее чем четыре часа, после пропадания основного электропитания;
- доступ к информации об оперативной обстановке на станции должен осуществляться как по локальной вычислительной сети (Оператор центрального пульта охраны, Дежурный инженер станции (ДИС), главный инженер и др.), так и по корпоративной сети передачи данных (Руководство и службы безопасности Холдинга);
- подключение сети системы охраны к другой автоматизированной системе (локальной или распределённой вычислительной сети) должно осуществляться с использованием сертифицированных государственными органами межсетевых экранов;
- соответствие требованиям РД 78.36.006-2005.

8) Система электроснабжения:

- соответствие требованиям РД 78.36.006-2005.

Запрещается применять:

- аналоговые системы видеонаблюдения;
- радиоканальные линии связи для технических средств охраны;
- оборудование работающее по нестандартным протоколам с жёсткой привязкой к одному производителю;
- оборудование снятое с производства;
- контроллеры пожарной и охранной сигнализаций без удалённого управления и диагностики.

8. Профессиональная подготовка персонала

Основой обеспечения реализации настоящего Положения и функционирования новых систем и оборудования составляет высококвалифицированный персонал, имеющий необходимые управленческие и технологические навыки.

Несмотря на недостаточный уровень подготовки выпускников специализированных высших учебных заведений, они обеспечивают основной приток кадров на предприятия гидроэнергетики.

Для комплектования объектов необходимым количеством специалистов и управленцев нужной квалификации, необходимым условием реализации технической политики является развертывание сети центров (пунктов) повышения квалификации персонала, для обучения и повышения квалификации как имеющих, так и вновь прибывших работников.

8.1. Центры повышения квалификации персонала

Основными направлениями деятельности Центров повышения квалификации персонала должны быть:

- подготовка руководителей высшего и среднего звена производственно - технических подразделений;
- проведение первоначального обучения диспетчерского оперативного персонала;
- тренажерная подготовка (повышение квалификации) диспетчерского оперативного персонала;
- поддержание квалификации диспетчерского оперативного персонала;
- подготовка (повышение квалификации) специалистов производственно-технических подразделений;
- проведение предэкзаменационной подготовки и проверки знаний у персонала;
- подготовка персонала не производственно-технических подразделений основам оказания первой помощи и по противопожарному минимуму;
- организация семинаров и совещаний по темам плана подготовки персонала.

8.1.1. Оснащение Центров повышения квалификации персонала

Для осуществления своих функций Центры повышения квалификации должны быть оснащены необходимым оборудованием, в составе:

Типовой состав рабочих помещений и рабочих мест

Помещение	Количество рабочих мест (не менее)
Кабинет по охране труда	5
Класс предэкзаменационной подготовки	10
Тренажерный зал оперативного управления	5
Тренажерный зал технологий управления	10 (систем)

Типовой перечень оборудования кабинета по охране труда

№ п/п	Наименование	Количество (не менее)
1	Газоплазменная панель – монитор с видеовходом	2
2	Программно - технический комплекс (Производительность в соответствии с требованиями к АРМ) объединенный в локальную сеть.	5
3	Компьютерный стенд с манекеном (робот-тренажер)	2
4	Проекционный комплект (экран, проектор)	1
5	Средства видеовоспроизведения	2
6	Планшет-доска	2
7	Копировальный аппарат	1

Типовой перечень оборудования класса предэкзаменационной подготовки

№ п/п	Наименование	Количество (не менее)
1	Программно - технический комплекс (Производительность в соответствии с требованиями к АРМ) объединенный в локальную сеть.	10
2	Проекционный комплект (экран, проектор)	1
3	Средства видеовоспроизведения	1

Типовой перечень оборудования тренажерного зала оперативного управления ГЭС

№ п/п	Наименование	Количество (не менее)
1	Программно - технический комплекс (Производительность в соответствии с требованиями к АРМ) объединенный в локальную сеть.	5
2	Тренажер- имитатор системы управления ГЭС	3 (три типа)
3	Тренажер – имитатор – диспетчерский коммутатор	3 (три типа)
4	Газоплазменная панель – монитор с видеовходом	4
5	Планшет-доска	2
6	Проекционный комплект (экран, проектор)	1
7	Средства печати	2
8	Средства видеовоспроизведения	1

Типовой перечень оборудования тренажерного зала технологий управления ГЭС

№ п/п	Наименование	Количество (не менее)
1	Программно - технический комплекс – инженерная станция (Производительность в соответствии с требованиями к АРМ) объединенный с тренажером-имитатором.	5
2	Тренажер- имитатор систем управления объектами ГЭС	10 (десять типов)
3	Газоплазменная панель – монитор с видеовходом	4
4	Планшет-доска	2
5	Проекционный комплект (экран, проектор)	1
6	Средства печати	2
7	Средства видеовоспроизведения	1

8.1.2. Создание и развитие программных средств подготовки персонала.

В качестве перспективной задачи для осуществления полнофункционального процесса обучения персонала, необходима разработка тренажеров и рабочих макетов всего состава средств диспетчерского и технологического управления, как действующих в настоящее время, так и планируемых к внедрению.

Программно – технические средства подготовки персонала должны обеспечивать:

- моделирование работы устройств технологического управления;
- моделирование работы устройств диспетчерского управления;
- моделирование работы защит присоединений подстанций и гидроагрегатов;
- моделирование работы устройств противоаварийного управления;
- возможность проведения тренировок с использованием удаленного доступа;
- автоматизированную оценку действий обучаемого персонала.

Сокращения, используемые в тексте

SCADA	SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Система супервизорного управления и сбора данных. Система управления и мониторинга, содержащая программно-аппаратные средства, взаимодействующие между собой через локальные и глобальные сети
АБП	Агрегат бесперебойного питания
АДАСЭ	Аппаратура дальней связи энергетическая
АРВ	Автоматический регулятор возбуждения
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АСДТУ	Автоматизированная система диспетчерско-технологического управления
АИИСКУЭ (АСКУЭ)	Автоматизированная (информационно-измерительная) система коммерческого учета электроэнергии
ВН	Высокое напряжение
ВОЛС	Волоконно-оптические линии связи
ГРАМ	Групповое регулирование активной мощности
ГРНРМ	Групповое регулирование напряжения и реактивной мощности
ДП	Диспетчерский пункт
ЕЭС	Единая энергетическая система
ЕНЭС	Единая национальная электрическая сеть
ЗИП	Запчасти и принадлежности
ЗТП	Закрытая трансформаторная подстанция
ИЛП	Измеритель линейных перемещений
К.З.	Короткое замыкание
КИА	Контрольно – измерительная аппаратура
КПП	Контрольно-пропускной пункт
КРУ	Комплектное распределительное устройство
КРУЭ	Комплектное элегазовое распределительное устройство
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
ЛКС	Линейно-кабельные сооружения

ОПН		Ограничитель перенапряжений
ОПУ		Оперативный пункт управления
ОРУ		Открытое распределительное устройство
ОС		Операционная система
ПО		Программное обеспечение
ПУ		Пульт управления
ПТК		Программно-технический комплекс
ПУЭ		Правила устройства энергоустановок
РК		Рабочее колесо
РПН		Регулятор под напряжением
САРВ		Система автоматического регулирования возбуждения
СКУД		Средств контроля и управления доступом
(Режим) СК		Режим синхронного компенсатора
СН		Среднее напряжение
СОС		Системы охранной сигнализации
СОТ		Система охранного телевидения
СПС		Системы пожарной сигнализации
СУ		Система управления
СУБД		Система управления базами данных
ТИ		Телеизмерения
ТН		Трансформатор напряжения
ТМ		Телемеханика
ТС		Телесигнал
ТТ		Трансформатор тока
УПАТС		Учрежденческая производственная автоматическая телефонная станция
УСО		Устройство связи с объектом
Х.Х.		Холостой ход
ЦПУ		Центральный пункт управления
ЧР		Частотное регулирование

Система мониторинга гидрогенераторов

<p>Функциональные возможности системы мониторинга</p>	<p>Система мониторинга по функциональным возможностям должна иметь:</p> <ul style="list-style-type: none">- оперативный контроль и управление ПУ с центрального диспетчерского пункта управления по компьютерным каналам;- регистрация информации о нормальных, предаварийных и аварийных событиях;- регистрация работы устройств релейной защиты и автоматики (УРЗиА) гидрогенератора;- техническая диагностика гидрогенератора на основе:<ul style="list-style-type: none">• контроля и регистрации поперечной вибрации вала гидрогенератора;• контроля и регистрации фазы вращения вала;• контроля и регистрации вибрации корпуса статора;• контроля и регистрации вибрации основных несущих узлов гидроагрегата:<ul style="list-style-type: none">✓ корпуса генераторного и турбинного подшипника радиально в двух взаимно перпендикулярных направлениях,✓ несущей крестовины, опоры подпятника и крышки турбины в вертикальном направлении;✓ биения зеркальной поверхности диска подпятника;• контроля и регистрации текущих и предельных значений температур обмоток ротора и статора;• контроля и регистрации текущих и предельных значений рабочих токов и напряжений гидрогенератора;• контроля показаний равномерности воздушного зазора между статором и ротором;• контроля показаний датчиков температуры и уровня масла в маслованне подпятника;
---	---

	<ul style="list-style-type: none"> • контроля показаний датчиков температуры и уровня масла в генераторном подшипнике; • контроля показаний датчиков температуры сегментов подпятника гидрогенератора; • контроля показаний датчиков температуры стержней обмотки статора; <p>- интеграция системы диагностики и мониторинга гидрогенератора в систему АСУ ТП станции и общестанционную систему АСКУЭ;</p> <p>- контроль качества электроэнергии по ГОСТ 13109-97;</p> <p>- контроль перенапряжений по ГОСТ 1516.3 96;</p> <p>- оперативный контроль и фиксация осциллограмм при перегрузках по токам и напряжениям;</p> <p>- автоматическое архивирование осциллограмм;</p> <p>- математическая и программная поддержка анализа осциллограмм;</p> <p>- удаленный контроль оперативных данных и работа с архивными данными через встроенный WEB-сервер.</p>
Регистрируемые параметры и события	<p>Система мониторинга должна обеспечивать регистрацию следующих параметров и событий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Напряжение статора; - Напряжение ротора; - Ток ротора; - Ток статора; - Ток возбуждения; - Температура обмотки ротора; - Температура обмотки статора; - Температура стержней статора; - Температура сегментов подпятника гидрогенератора; - Температура масла в маслованне подпятника; - Уровень поперечной и продольной вибрации

	<p>вала гидрогенератора;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Уровень воздушного зазора между статором и ротором в различных точках; - Уровень масла в маслованне подпятника и генераторном подшипнике; - Температура холодного воздуха; - Температура горячего воздуха; - Срабатывание технологических защит, сигнализации.
<p>Отображение информации</p>	<p>Информация, получаемая от системы мониторинга должна отображаться:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на дисплее пользователя (оператора) на ОПУ; - на удаленном рабочем месте пользователя (ЦПУ); - в единой интегрированной сети АСУ ТП станции с помощью стандартных протоколов обмена. <p>Информация должна отображать состояние гидрогенератора в режиме ON-LINE.</p>

Система мониторинга трансформаторов

Функциональные возможности системы мониторинга

Система мониторинга по функциональным возможностям должна иметь:

- оперативный контроль и управление ПУ с центрального диспетчерского пункта управления по компьютерным каналам;
- регистрация информации о нормальных, предаварийных и аварийных событиях;
- регистрация работы устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА) трансформатора;
- техническая диагностика трансформатора на основе:
 - контроля и регистрации положений РПН;
 - контроля и регистрации текущих и предельных значений температур масла;
 - контроля и регистрации текущих и предельных значений рабочих токов и напряжений трансформатора;
 - контроля показаний газоанализатора масла;
 - контроля показаний датчиков влажности масла;
 - определения величины температур обмоток, вычисление срока службы трансформатора в режиме реального времени по математической модели;
 - определение остаточного ресурса переключателя РПН трансформатора;
 - расчета превышения потерь мощности в несимметричном режиме;
 - расчета дополнительных потерь активной мощности от токов высших гармоник;
- технический учет энергии по сторонам трансформатора;
- интеграция системы диагностики и мониторинга трансформатора в систему АСУ ТП станции и общестанционную систему АСКУЭ;
- контроль качества электроэнергии по ГОСТ 13109-97;
- контроль перенапряжений по ГОСТ 1516.3 96;
- оперативный контроль и фиксация осциллограмм при перегрузках по токам и напряжениям;
- автоматическое архивирование осциллограмм;
- математическая и программная поддержка анализа осциллограмм;
- удаленный контроль оперативных данных и работа с архивными данными через встроенный WEB-сервер

<p>Регистрируемые параметры и события</p>	<p>Система мониторинга должна обеспечивать регистрацию следующих параметров и событий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Напряжение ВН; - Ток; - Мощность, энергия, гармонический ряд формы тока, осциллограммы тока и напряжения; - Температура верхних слоев масла; - температура обмотки; - температура воздуха; - содержание газа в газовом реле; - содержание газов в масле; - содержание влаги в масле; - значение Tg эл.емкости вводов ВН и СН; - контроль положения переключателя РПН (при наличии РПН); - контроль тока привода РПН (при наличии РПН); - Срабатывание технологических защит, сигнализации; - контроль активности (ЧР) частотных разрядов.
<p>Отображение информации</p>	<p>Информация, получаемая от системы мониторинга должна отображаться:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на дисплее пользователя (оператора) на ОПУ; - на удаленном рабочем месте пользователя (ЦПУ) ; - в единой интегрированной сети АСУ ТП станции с помощью стандартных протоколов обмена. <p>Информация должна отображать состояние трансформатора в режиме ON-LINE;</p>