Приложение 1
к приказу ПАО «РусГидро»
от 13.01.2020 №4

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ПАО «РУСГИДРО»)

РусГидро

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ГИДРОАГРЕГАТЫ. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИРОВАНИЕ. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

СТО РусГидро 02.02.106-2019

Издание официальное

Москва 2019

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а правила применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН ПАО «РусГидро» в 2019 году.

2 ВНЕСЕН Департаментом технического регулирования и экологии ПАО «РусГидро»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом ПАО «РусГидро» от 13.01.2020 № 4

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «РусГидро»

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины и определения 5
4 Обозначения и сокращения 7
5 Общие положения 7
6 Функциональные требования 10
6.1 Требования к реализации функции сбора и обработки измерительной информации 10
6.2 Требования к реализации функции формирования предупредительных и аварийных сигналов 12
6.3 Требования к реализации функции регистрации и архивирования измерительной информации 14
6.4 Требования к реализации функции автоматизированного диагностирования 17
6.5 Требования к реализации функции отображения информации 21
7 Требования к комплексу технических средств 27
7.1 Общие требования 27
7.2 Требования к техническим средствам 29
7.3 Требования к измерительным каналам и датчикам 30
7.4 Требования к УСО и ТСПД 31
8 Требования к надежности систем 35
9 Требования к безопасности и эргономике системы 38
Приложение А Перечень контролируемых параметров гидроагрегатов 40
Приложение Б Требования к измерительным каналам и техническим параметрам аналоговых сигналов. 55
Библиография 60

Введение

Стандарт «Гидроагрегаты. Автоматизированный мониторинг и диагностирование. Функциональные и технические требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Стандарт является нормативным техническим документом ПАО «РусГидро» (далее – Общество) и устанавливает требования к функциям, объему контролируемых параметров и техническим средствам осуществления автоматизированного мониторинга технического состояния гидроагрегатов, специальному диагностическому программному обеспечению. Требования Стандарта не устанавливают методологию разработки алгоритмов, обеспечивающих автоматизированное диагностирование и прогнозирование технического состояния гидроагрегатов.

Стандарт разработан в целях реализации функций автоматизированного мониторинга и диагностирования гидроагрегатов для обеспечения возможности перехода к ремонту по техническому состоянию основного энергетического оборудования.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «РУСГИДРО»

ГИДРОАГРЕГАТЫ. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИРОВАНИЕ. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения 20.01.2020

1 Область применения

1.1 Настоящий Стандарт устанавливает требования к:

– объему реализации функций автоматизированного мониторинга и диагностирования технического состояния гидроагрегатов в составе автоматизированных систем;

– техническим средствам для реализации автоматизированного мониторинга и диагностирования технического состояния гидроагрегатов.

1.2 Требования настоящего Стандарта являются обязательными при создании и модернизации автоматизированных систем мониторинга и диагностирования ГЭС, а также автоматизированных систем управления технологическими процессами ГЭС, в случае если в составе данных систем предусматривается реализация функций мониторинга, диагностирования и прогнозирования технического состояния гидроагрегатов.

1.3 Требования Стандарта должны учитываться при проектировании, поставке систем автоматического управления гидроагрегатами и автоматизированных систем управления технологическими процессами.

1.4 Данные, формируемые в результате реализации функций автоматизированного мониторинга и диагностирования технического состояния гидроагрегатов, должны являться источником информации для определения индекса технического состояния в соответствии с Методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденная приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 (далее - Методика оценки ТС).

1.5 Стандарт предназначен для обязательного применения в Обществе. Подконтрольные общества ПАО «РусГидро» применяют требования Стандарта после утверждения Стандарта в установленном порядке в качестве локального нормативного документа соответствующего Общества.

1.6 Требования Стандарта обязательны для третьих лиц, выполняющих работы (оказывающих услуги) в области его применения, в случае если условиями соответствующих договоров установлены обязательства по применению Стандарта.

1.7 Обязательность применения требований и норм Стандарта для всех поименованных выше субъектов ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ПАО «РусГидро» и (или) его подконтрольные общества.

1.8 При расхождении требований Стандарта с требованиями нормативной технической документации ПАО «РусГидро», выпущенной до его утверждения, необходимо руководствоваться требованиями Стандарта.

1.9 При введении в действие новых и (или) внесении изменений в действующие нормативные правовые акты, а также при внесении организацией-изготовителем оборудования или систем управления изменений в проектную или конструкторскую документацию, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте, следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

Федеральный закон от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме».

Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013.

Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденная приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676.

Требования в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования, утвержденные приказом Минэнерго России от 06.11.2018 № 1015.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 (далее по тексту - ПТЭ).

Временные методические указания. «Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Условия создания. Представление информации персоналу. Нормы и требования», утвержденные распоряжением ПАО «РусГидро» от 19.01.2017 № 17р (далее по тексту – Временные методические указания АСУТП ПИП).

Временные методические указания «Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Типовой перечень сигналов, регистрация, архивирование, отображение технологической информации. Типовые формы. Нормы и требования», утвержденные распоряжением ПАО «РусГидро» от 19.01.2017 № 17р. (далее по тексту – Временные методические указания АСУТП ТПС).

СТО 59012820.29.020.006-2015 Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования, утвержденные приказом АО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380.

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.

ГОСТ 26.011-80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные.

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 20074-83 Электрооборудование и электроустановки. Метод измерения характеристик частичных разрядов.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26044-83 Вибрация. Аппаратура для эксплуатационного контроля вибрационного состояния энергетических гидротурбинных агрегатов. Общие технические требования.

ГОСТ 24.701-86 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная

безопасность. Общие требования.

ГОСТ 6616-94 Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия.

ГОСТ ИСО 10816-1-97 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 1. Общие требования.

ГОСТ Р ИСО 7919-1-99 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Общие требования.

ГОСТ Р 8.585-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования.

ГОСТ Р 51317.6.5-2006 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 52611-2006 Системы промышленной автоматизации и их интеграция. Средства информационной поддержки жизненного цикла продукции. Безопасность информации. Основные положения и общие требования.

ГОСТ 6651-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний.

ГОСТ Р ИСО/МЭК 15408-1-2012 Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 1. Введение и общая модель.

ГОСТ Р 32127-2013 Пустые оболочки для низковольтных комплектных устройств распределения и управления. Общие требования.

ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ Р МЭК 60447-2015 Интерфейс «человек-машина». Основные принципы безопасности, маркировка и идентификация. Принципы включения.

ГОСТ 27.003-2016 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.

ГОСТ 18322-2016 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.

П р и м е ч а н и е : При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети

Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», СТО ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню применяемых нормативных документов, СТО АО «СО ЕЭС» – по официальному сайту АО «СО ЕЭС» в сети Интернет. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем Стандарте применены термины по ГОСТ 23956, ГОСТ 18322, ГОСТ 24346, ГОСТ 5616, ГОСТ 27471, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. **автоматизированная система мониторинга и диагностирования (Система):** Система, обеспечивающая сбор, обработку и хранение измерительной информации о параметрах работы гидроагрегата в процессе эксплуатации и техническое диагностирование состояния гидроагрегата в режиме непрерывного контроля параметров с применением автоматизированных систем и участием человека.

3.2. **измеряемая величина**: Конкретная количественная величина, подлежащая измерению.

3.3. **измерительная информация:** Информация о количественных значениях измеряемой величины, обладающая свойствами, необходимыми для принятия управляющих решений.

3.4. **измерительный канал:** Функционально объединенная совокупность технических средств, по которой проходит один последовательно преобразуемый сигнал, выполняющий законченную функцию измерений, имеющая нормированные метрологические характеристики. В измерительный канал входят все агрегатные средства измерений и линии связи от первичного измерительного преобразователя до средств представления информации включительно.

3.5. **достоверность измерительной информации:** Свойство измерительной информации быть правильно воспринятой и однозначно интерпретированной для принятия управляющих решений.

3.6. **дребезг контакта**: Процесс многократного самопроизвольного размыкания и замыкания контакта электрической цепи по причинам, не предусмотренным заданным действием устройства.

3.7. **событие:** Команда управления, изменение состояния объекта управления, выход параметров за допустимые пределы, действие устройств

сигнализации, неисправность, действие устройств релейной защиты и автоматики, переключение режима работы оборудования и автоматических устройств.

3.8. **дефект**: Отдельное несоответствие состояния элемента, узла оборудования установленным требованиям при сохранении работоспособности оборудования или объекта в целом.

3.9. **отказ**: Потеря способности отдельным функциональным узлом либо основным технологическим оборудованием в целом выполнить требуемую функцию по причине появления дефекта, выхода параметра технического состояния за установленные пределы.

3.10. **неисправность**: Состояние оборудования, характеризуемое его неспособностью выполнять требуемую функцию, исключая профилактическое обслуживание или другие планово-предупредительные действия, а также исключая неспособность выполнять требуемую функцию из-за недостатка внешних ресурсов.

3.11. **контроль (технического) состояния**: Сбор и обработка данных, характеризующих техническое состояние оборудования в разные моменты времени.

3.12. **контролируемый параметр (объекта):** Параметр объекта, используемый при контроле его состояния.

3.13. **мониторинг технического состояния:** Набор проводимых регулярно наблюдений и контроля технологических параметров технического состояния оборудования, находящегося в эксплуатации.

3.14. **диагностирование**: Анализ диагностических признаков или комплексов диагностических признаков с целью определения природы неисправности или отказа (вида, места, степени развития).

3.15. **прогнозирование:** Анализ признаков неисправностей с целью оценки изменения состояния оборудования в будущие моменты времени и минимального периода ее безаварийной эксплуатации.

3.16. **режим реального времени:** Режим обработки данных, при котором обеспечивается взаимодействие вычислительной системы с внешними по отношению к ней процессами в темпе, соизмеримом со скоростью протекания этих процессов.

4. Обозначения и сокращения

4.1. Обозначения

$I_н$ – номинальный ток

I_2 – ток обратной последовательности

$U_н$ – номинальное напряжение

$3U_0$ – напряжение нулевой последовательности

4.2. Сокращения

АБП – агрегат бесперебойного питания

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

АЧХ – амплитудно-частотная характеристика

АЩУ – агрегатный щит управления

БЩУ – блочный щит управления

ГА – гидроагрегат

ГЩУ – главный щит управления

ГЭС – гидроэлектростанция, в том числе гидроаккумулирующая электростанция

ЗИП – запасные части и принадлежности

КИП – контрольно-измерительные приборы

МНУ – маслонапорная установка

ПТК – программно-технический комплекс

САУ ГА – система автоматического управления гидроагрегатом

ТСПД – технологическая сеть передачи данных

ТУ – термическая устойчивость

УСО – устройство сопряжения с объектом

ЦПУ – центральный пункт управления

ЧР – частичные разряды

5. Общие положения

5.1. Автоматизированный мониторинг и диагностирование ГА осуществляется для решения следующих задач:

- контроля эксплуатационных параметров работы ГА;
- обнаружения и оповещения персонала ГЭС о развивающихся дефектах и неисправностях ГА;

- оперативной оценки технического состояния ГА в любой момент времени путем сопоставления эксплуатационных параметров ГА с соответствующими нормативными (допустимыми) значениями;
- формирования рекомендаций эксплуатационному персоналу по предотвращению развития дефектов и неисправностей ГА;
- прогнозирования вероятных отказов и необходимости проведения ремонтных работ на ГА или его узла.

5.2. При автоматизированном мониторинге и диагностировании должны выполняться следующие функции:

- сбор и обработка измерительной информации;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов;
- регистрация и архивирование измерительной информации;
- диагностирование и прогнозирование;
- отображение информации.

5.3. Функция диагностирования и прогнозирования должна реализовываться в следующем объеме:

- на ГЭС установленной мощностью 25 МВт и выше: автоматизированный мониторинг и диагностирование параметров работы ГА с возможностью прогнозирования остаточного ресурса гидротурбины, гидрогенератора и их отдельных узлов;
- на ГЭС установленной мощностью от 5 до 25 МВт: автоматизированный мониторинг параметров работы ГА.

5.4. Функции автоматизированного мониторинга и диагностирования реализуются программно-техническими средствами существующих или вновь разрабатываемых автоматизированных систем агрегатного уровня в составе САУ ГА и станционного уровня в составе верхнего уровня АСУТП.

5.5. В случае отсутствия соответствующих систем агрегатного и станционного уровней и нецелесообразности их создания, функции автоматизированного мониторинга и диагностирования следует реализовывать на базе взаимосвязанных устройств мониторинга и/или контроля технического состояния ГА.

Примечание:

Далее для любого из перечисленных в пунктах 5.44 и 5.55 вариантов реализации функций автоматизированного мониторинга и диагностирования применяется термин Система в соответствии с определением, приведенным в пункте 0 настоящего Стандарта.

5.6. Система должна состоять из двух функциональных подсистем:

- подсистемы мониторинга, реализующей функции сбора и обработки измерительной информации; формирования предупредительных и аварийных сигналов; регистрации и архивирования информации; отображения информации;

– подсистемы диагностирования, реализующей на основе данных, сформированных в подсистеме мониторинга, функции диагностирования и прогнозирования с отображением информации.

5.7. В случае создания системы удаленного мониторинга и диагностирования в состав комплекса технических средств должны также входить программные и аппаратные средства, предусмотренные приказом Минэнерго России от 06.11.2018 № 1015.

6. Функциональные требования

6.1. Требования к реализации функции сбора и обработки измерительной информации

6.1.1. Для реализации функции сбора и обработки информации должны осуществляться:

- сбор и первичная обработка измерительной информации;
- контроль (проверка) достоверности измерительной информации;
- привязка измерительной информации к текущему времени;
- обработка измерительной информации по заданным алгоритмам;
- формирование инициативных сигналов при выходе измеряемых параметров за граничные значения для осуществления функции формирования предупредительных и аварийных сигналов и реализации управляющих воздействий;
- формирование и обновление массивов измерительной информации;
- передача данных по ТСПД.

6.1.2. Сбору и обработке подлежат следующие группы эксплуатационных параметров работы ГА:

- режимные;
- температурные;
- технологические;
- вибрационные.

Рекомендуемый перечень контролируемых параметров работы ГА представлен в Приложении А к настоящему Стандарту.

6.1.3. Сбор измерительной информации (контролируемых параметров работы ГА) должен осуществляться путем передачи в подсистему мониторинга аналоговых и (или) цифровых данных, получаемых от КИП в составе САУ ГА и (или) верхнего уровня АСУТП. Система должна обеспечивать возможность сбора информации из других измерительных систем и ручной ввод отдельных параметров.

6.1.4. Ввод аналоговых сигналов через соответствующие УСО должен обеспечиваться однократно с циклами опроса датчиков (от 0,0002 с до 30,0 с) в зависимости от динамических свойств контролируемых параметров.

6.1.5. Контроль достоверности аналоговой информации должен производиться по следующим критериям:

- предельным значениям измеряемых параметров;
- максимальной скорости изменения измеряемого параметра (например, более ±1...5% по отношению к значению параметра в предыдущем цикле опроса);

- функциональной зависимости между аналоговыми величинами и логической связи между аналоговыми и дискретными параметрами;
- сопоставлению результатов измерений от дублированных датчиков аналоговых сигналов.

6.1.6. Для оценки достоверности аналоговой информации должны применяться следующие методы:

6.1.6.1. При наличии одного датчика:

а) диагностирование наличия питающего напряжения и исправности всех устройств, входящих в измерительный канал;

б) проверка нахождения сигнала в пределах допустимого диапазона по его крайним значениям;

в) проверка нахождения сигнала в пределах технологических границ, которые могут зависеть от текущего состояния ГА;

г) контроль скорости изменения величины измеряемого параметра;

д) проверка наличия (или отсутствия) начального значения 4 мА и превышения значения 20 мА для датчиков унифицированного сигнала 4-20 мА;

е) для определения достоверности ряда сигналов должна проводиться проверка соответствия сигнала его значению, рассчитанному с использованием косвенных параметров.

При невыполнении одного из условий, указанных в подпунктах а)–е) п. 6.1.6.1, сигнал должен объявляться недостоверным. В системе должно фиксироваться его последнее достоверное значение.

6.1.6.2. Для проверки достоверности дублированных измерений для каждого сигнала должны проверяться условия, перечисленные в пункте 6.1.6.1. При невыполнении любого из перечисленных в пункте 6.1.6.1 условий соответствующий сигнал должен объявляться недостоверным при сохранении достоверности дублированного сигнала. При выполнении условий достоверности обоих сигналов и наличии разницы их значений, должно производиться сравнение допустимого расхождения между ними. В случае превышения допустимого расхождения оба сигнала должны объявляться недостоверными, при этом информация о значении каждого из них должна сохраняться в Системе.

6.1.6.3. Для проверки достоверности троированных измерений, помимо операций с каждым из сигналов измерений, должен быть реализован алгоритм, позволяющий выявить недостоверный измерительный сигнал.

6.1.7. На основе достоверных значений одного параметра, полученных по двум или трем каналам, в каждом цикле опроса должно формироваться текущее результирующее значение данного параметра.

6.1.8. Недостоверность значений параметра должна фиксироваться индивидуально по каждому каналу и квалифицироваться как событие. Должна

быть предусмотрена возможность исключения из обработки сигналов от неисправных датчиков.

6.1.9. В случае недостоверности по всем каналам (одному, двум или трем) одного параметра должен формироваться обобщенный признак недостоверности параметра, который должен квалифицироваться и регистрироваться как событие при выполнении функции регистрации и архивирования измерительной информации.

6.1.10. Факт изменения статуса измеряемого параметра на «недостоверный» должен сопровождаться предупредительной сигнализацией и приводить к изменению цветовой схемы при графическом отображении параметра. Управляющие воздействия, связанные с данным параметром, должны блокироваться. Автоматическое снятие статуса «недостоверный» не допускается.

6.1.11. Дискретная информация должна включать сигналы от контактных устройств коммутационных аппаратов, запорных и регулирующих органов, механизмов собственных нужд, двухпозиционных датчиков, а также выходных каналов УСО, в том числе и других измерительных систем.

6.1.12. Контроль достоверности дискретной информации должен обеспечиваться сравнением альтернативных сигналов: «включен» – «отключен» или алгоритмами сравнения контролируемых параметров. При необходимости аппаратно-программными средствами производится контроль обрыва и (или) короткого замыкания линии.

6.1.13. Контроль отклонения измеряемых сигналов за граничные значения (уставки) должен выполняться для достоверных сигналов циклически в соответствии с циклом ввода аналоговых сигналов, а для вычисляемых параметров – с циклом обновления данных. Для каждого сигнала или вычисляемого параметра должна предусматриваться возможность задания четырех и более технологических уставок (на повышение или понижение в любой комбинации).

6.1.14. Значения аналоговых параметров, для которых существуют уставки, должны контролироваться на выход их за установленные пределы и возвращение к норме. Признаки выхода за уставку сигналов и возвращения их к норме должны формироваться с исключением «дребезга» за счет введения зоны возврата.

6.2. Требования к реализации функции формирования предупредительных и аварийных сигналов

6.2.1. Функция реализуется через формирование и выдачу предупредительных и аварийных сигналов на АЩУ и/или ГЩУ, в том числе для реализации автоматических управляющих воздействий (защит).

6.2.2. В состав функции формирования предупредительных и аварийных сигналов должны входить:

- аварийная сигнализация при недопустимых для дальнейшей эксплуатации отклонениях параметров;
- предупредительная сигнализация об отклонении контролируемых параметров за установленные пределы (уставки).

6.2.3. Минимальный объем контролируемых параметров, для которых должна быть предусмотрена предупредительная и аварийная сигнализация, приведен в Приложении А.

6.2.4. Все предупредительные и аварийные сигналы должны автоматически выводиться на экраны АРМ оперативного персонала.

6.2.5. Действие аварийной и предупредительной сигнализации на АРМ оперативного персонала должно сопровождаться различающимися между собой звуковыми сигналами и отображаться разным цветом.

6.2.6. Сигнальная информация о неисправностях оборудования конкретного ГА должна выводиться на дисплей (дисплеи) АЩУ и/или БЩУ автоматически. По вызову должна отображаться вся аналоговая и дискретная информация, относящаяся к данному ГА.

6.2.7. Для сигнализации, представляемой на мониторах ЦПУ, извещение оперативного персонала о появлении каждого нового сигнала, форма его представления и выделения среди существующих, принцип приема оператором и индикация исчезновения должны решаться исходя из общих принципов представления информации на мониторах (согласно Временным методическим указаниям АСУТП ПИП и Временным методическим указаниям АСУТП ТПС).

6.2.8. Любой вид сигнализации должен вызывать включение соответствующего светового сигнала на экранах мониторов, а появление каждого нового сигнала, за исключением сигналов об автоматическом вводе и выводе защит, должно сопровождаться включением звукового сигнала.

6.2.9. Групповая сигнализация должна отражать технологический принцип деления всего оборудования гидроагрегата на отдельные участки. Появление любого индивидуального сигнала, относящегося к какому-либо технологическому участку, должно автоматически формировать соответствующий ему групповой сигнал.

6.2.10. Для групповых световых сигналов должна быть обеспечена повторность их действия. Появление каждой новой причины для включения данного группового сигнала должно сопровождаться повторным его миганием и звуковым сигналом. Гашение световых сигналов должно происходить при исчезновении всех причин, вызывающих их включение, после их квитирования.

6.2.11. Сигнализация по вибрации должна быть реализована на базе алгоритмов формирования сигнала «предупредительный/аварийный уровень вибрации», которые:

- реализуют отстройку от переходных режимов (пуск, останов, сброс нагрузки, быстрый набор нагрузки, сейсмособытия);
- выявляют наличие ненормального функционирования датчиков;
- выявляют наличие работы гидротурбины в неблагоприятных гидравлических режимах, режимных зонах ограничения работы турбины по вибрации;
- обеспечивают действие сигнализации в стационарных режимах работы гидроагрегата.

Для повышения достоверности действия сигнализации применяется проверка повторяемости превышения уставок.

6.2.12. При совмещении функций мониторинга и защиты агрегата, реализация алгоритмов определения текущего режима агрегата, формирования сигнализации по соответствующей данному режиму уставке и управляющих воздействий должна выполняться программно-аппаратными средствами на базе промышленных программируемых контроллеров, входящими в состав САУ ГА.

6.3. Требования к реализации функции регистрации и архивирования измерительной информации

6.3.1. Все контролируемые параметры должны регистрироваться одновременно (в один момент времени) с одинаковой дискретностью в соответствии с периодичностью записи контролируемых параметров.

6.3.2. В процессе реализации функции регистрации и архивирования информации должны осуществляться:

- регистрация и архивирование всей поступающей измерительной и сигнальной информации;
- преобразование и структурирование измерительной информации;
- протоколирование информации в виде часовых, сменных, суточных ведомостей, а также в виде таблиц, графиков, протоколов;
- сохранность и защита информации;
- экспорт информации для использования в других информационных системах.

6.3.3. Регистрации и архивированию подлежит следующая информация:

- измеряемые и вычисляемые величины контролируемых параметров;
- события;
- аварийные ситуации;
- набор параметров для формирования часовых, сменных, суточных и других типов ведомостей и изменения во времени заданного набора параметров с целью выдачи графиков;

- информация о включении, отключении электродвигателей механизмов, изменении состояния арматуры, достижении конечных положений регулирующими клапанами, изменении состояния автономных подсистем автоматического управления;
- признаки существенных изменений значений аналоговых сигналов (например, более ± (1-5) % по отношению к значению параметра в предыдущем цикле опроса);
- информация об изменении состояний дискретных сигналов;
- информация о появлении и исчезновении предупредительных и аварийных сигналов и их квитировании;
- информация о появлении и исчезновении недостоверной информации;
- информация о выдаче команд управления (кроме команд САУ) с указанием источников команд;
- изменения состояния автоматических устройств с указанием источника команды;
- информация о работе защит;
- сведения об отказах и сбоях в работе аппаратных и программных средств Системы;
- информация о проведении самодиагностики Системы.

6.3.4. При занесении результатов измерений в архив должна быть предусмотрена обработка информации в виде вычисления сумм, разностей параметров и усреднения выборок. Всем возникающим событиям, вводимой информации и измерениям должны присваиваться метки времени.

6.3.5. Архивы должны подразделяться на оперативные и долговременные.

6.3.6. Архивы событий должны обеспечивать следующие режимы просмотра:

- сквозной просмотр всего потока информации;
- выборочный просмотр событий по заранее заданному набору критериев;
- доступ по абсолютному времени (в соответствии с заданным интервалом).

6.3.7. В оперативном архиве должна регистрироваться информация о любых технологических событиях и действиях оператора (дежурного персонала) с точностью до 5 мс.

6.3.8. Должна обеспечиваться возможность формирования долговременных архивов на базе соответствующих оперативных архивов за период времени, определяемый персоналом (не менее 30 последних суток).

6.3.9. Измерительная информация должна заноситься в архив событий с отметкой признака сигнала, обозначающим его принадлежность к группе событий и указанием меток времени.

6.3.10. Регистрация всех событий, происходящих с оборудованием ГА и Системой, должна производиться автоматически в архиве событий. Все регистрируемые события должны сохраняться с помощью функции архивирования информации и отображаться в специальной экранной форме на АРМ оперативного персонала.

6.3.11. Регистрация параметров режима работы ГА должна производиться с периодом опроса не более 100 мс.

6.3.12. Должна осуществляться регистрация аварийных событий в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.020.006-2015 с целью накопления и представления на экранах и (или) печати данных о процессе возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций.

6.3.13. При превышении уставок аварийной сигнализации должно обеспечиваться выполнение записи в оперативный архив измерительной информации при ненормальных условиях работы оборудования:

- числовых значений измеряемых и вычисляемых параметров по каждому каналу измерения;
- инициативных сигналов срабатывания электрических и технологических защит;
- сигналов о событиях, связанных с воздействием персонала на объекты управления, на которые также распространяются действия технологических и электрических защит;
- сигналов о событиях, связанных с выходом аналоговых параметров за уставки сигнализации или срабатывания защит;
- информации, полученной при высокоскоростном сборе данных (для быстроменяющихся сигналов), с частотой не менее частоты опроса канала вибрации и синхронизированных с положением ротора (при помощи отметчика фазы), за период времени не менее 50 оборотов до и 50 номинальных оборотов ротора после события;
- значения аналоговых параметров по электротехническому оборудованию, требующие регистрации с повышенной разрешающей способностью.

6.3.14. Для пользователей архивной информации должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие разграничения доступа к архивной информации с учетом приоритетов пользователей.

6.3.15. Система должна обеспечивать защиту от искажений и удаления зарегистрированной информации Зарегистрированные параметры должны анализироваться на терминалах только в режиме просмотра.

6.3.16. Сервисные функции обслуживания архивов должны предусматривать возможность копирования заданной части архива за заданный

промежуток времени на магнитный носитель большой емкости (сменные жесткие диски, перезаписываемые лазерные диски, флеш-накопители и т.п.) для ее длительного хранения, а также просмотр, распечатку данных в виде графиков, таблиц, протоколов.

6.4. Требования к реализации функции автоматизированного диагностирования

6.4.1. В процессе реализации функции автоматизированного диагностирования гидроагрегата должна обеспечиваться возможность:

- получения комплексной наглядной информации о состоянии ГА и отдельных его узлов во всех режимах работы;
- анализа изменений параметров работы и показателей состояния ГА и выдача рекомендаций для последующего планирования профилактических и ремонтных работ;
- автоматического определения места повреждения оборудования;
- диагностирования текущего состояния оборудования;
- прогнозирование развития дефектов и неисправностей.

6.4.2. Для реализации функции автоматизированного диагностирования должны использоваться массивы данных, являющиеся результатом реализации функции регистрации и архивирования информации.

Функция диагностирования должна быть автоматизирована исходя из технико-экономической целесообразности и возможности реализации, а также состава технических средств и информационного обеспечения, используемого при реализации функций автоматизированного мониторинга. Примечание:

В целях решения задачи диагностирования возможно дополнительное оснащение существующих систем ГА требующимися каналами измерения. Необходимость дополнительного оснащения в части технических средств и информационного обеспечения определяется на стадии проектирования Системы.

6.4.3. Программное обеспечение системы диагностирования должно обеспечивать:

- прием и передачу контролируемых параметров по ТСПД;
- обработку контролируемых параметров в соответствии с алгоритмами поиска неисправности;
- выдачу диагностических сообщений о появлении неисправностей;
- выдачу рекомендаций эксплуатационному персоналу по устранению дефекта / неисправности;
- использование методов статистической обработки результатов изменений контролируемых параметров;
- использование алгоритмов спектрального анализа при обработке данных временных реализаций сигналов быстроменяющихся величин;

- использование алгоритмов факторного анализа полученных результатов и системы экспертных оценок для прогнозирования развития дефекта и его влияния на состояние ГА и вероятности отказа;
- отображение информации на дисплеях АРМ подсистемы диагностирования в виде стандартизованных формуляров (экранных форм), распечатку информации по запросу персонала;
- архивирование данных и возможность просмотра архива данных;
- предоставление возможности создания или изменения пользовательских программ анализа данных (при необходимости);
- предоставление возможности моделирования процессов функционирования ГА;
- предоставление возможности расширения функциональности подсистемы диагностирования (создание дополнительных экспертных модулей).

6.4.4. Программное обеспечение системы диагностирования должно учитывать конструктивные особенности оборудования и обеспечивать возможность определения следующих дефектов, в том числе в режиме реального времени:

6.4.4.1. для поворотно-лопастной турбины:

- механический небаланс рабочего колеса турбины;
- гидравлический небаланс рабочего колеса;
- ослабление крепления корпуса турбинного подшипника;
- повреждение уплотнений лопаток направляющего аппарата;
- ухудшение состояния уплотнений цапф лопаток направляющего аппарата;
- снижение производительности средств откачки воды с крышки турбины;
- повреждение уплотнения вала турбины;
- нарушение комбинаторной зависимости;

6.4.4.2. для радиально-осевой турбины:

- механический небаланс рабочего колеса турбины;
- гидравлический небаланс рабочего колеса;
- ослабление крепежа крышки турбины;
- ослабление крепления корпуса турбинного подшипника;
- увеличение протечек через закрытый направляющий аппарат;
- ухудшение состояния уплотнений цапф лопаток направляющего аппарата;
- снижение производительности средств откачки воды с крышки турбины;
- повреждение уплотнения вала турбины;

6.4.4.3. для турбин, имеющих направляющий подшипник на масляной смазке:

- увеличенные зазоры в подшипнике;
- повреждение опорных элементов сегментов подшипника;

- попадание воды в маслованну подшипника;
- утечку масла из ванны подшипника;
- ухудшение охлаждения и смазки подшипника;

6.4.4.4. для турбин, имеющих кольцевой направляющий подшипник на водяной смазке:

- увеличенные зазоры в турбинном подшипнике;
- повреждение уплотнения напорной камеры турбинного подшипника (вала турбины);
- уменьшение расхода воды на смазку турбинного подшипника;
- износ запирающего пояска турбинного подшипника;

6.4.4.5. для турбин, имеющих сегментный направляющий подшипник на водяной смазке:

- увеличенные зазоры в турбинном подшипнике;
- повреждение опорных элементов сегментов подшипника;
- повреждение уплотнения напорной камеры турбинного подшипника (вала турбины);
- уменьшение расхода воды на смазку турбинного подшипника;

6.4.4.6. для системы регулирования гидротурбины:

- утечку воздуха из котла МНУ;
- повышенные протечки масла из напорных полостей в сливные в системе регулирования;
- утечку масла из системы регулирования;

6.4.4.7. для механической части генератора:

- механический небаланс ротора;
- электрический небаланс ротора;
- одностороннее магнитное тяжение между ротором и статором генератора;
- ослабление распорных домкратов крестовины генератора;
- увеличенные зазоры в генераторном подшипнике;
- повреждение опорных элементов сегментов подшипника;
- попадание воды в маслованну подшипника;
- утечку масла из ванны подшипника;
- снижение эффективности охлаждения и смазки турбинного подшипника;
- неперпендикулярность плоскости пяты к оси вала агрегата;
- волнистость зеркальной поверхности диска подпятника;
- неравномерную нагрузку на сегменты подпятника;
- разгерметизацию упругих камер подпятника на гидравлической опоре;
- снижение эффективности охлаждения подпятника;
- попадание воды в маслованну подпятника;
- утечку масла из ванны подпятника;

- излом линии вала во фланцевом соединении турбинного и генераторного валов;

6.4.4.8. для электрической части генератора:

- изменение форм ротора и статора;
- ухудшение вибрационного состояния железа статора;
- ухудшение состояния изоляции цепей возбуждения;
- неравномерность охлаждения активных частей генератора;
- снижение расхода охлаждающей воды через воздухоохладители;
- снижение эффективности работы воздухоохладителей статора генератора;
- недопустимый нагрев обмотки ротора, обмотки статора, железа статора;
- снижение расхода дистиллята в обмотке статора (для генераторов с водяным охлаждением обмотки);
- нарушение герметичности (появление утечек) в системе охлаждения статора внутри корпуса (для генераторов с водяным охлаждением обмотки);
- ухудшение качества дистиллята в системе охлаждения обмотки статора;
- засорение механического и/или магнитного, и/или ионнообменного фильтров в системе охлаждения обмотки статора.

Примечание:

1. Список определяемых дефектов является типовым и должен быть уточнен при предпроектном обследовании, составлении технического задания на этапе разработки проектной и рабочей документации на Систему с учетом конкретных особенностей конструкции ГА.

2. Алгоритмы прогнозирования разрабатываются на стадии формирования требований к Системе с учетом требований пункта 6.4.45, а также конкретных особенностей оборудования, целесообразности определения дефектов в режиме реального времени, и могут уточняться на стадии разработки проектной и рабочей документации на Систему.

6.4.5. В АРМ подсистемы диагностирования должны быть представлены все параметры диагностирования, мнемосхема гидроагрегата, область выдачи сообщений о неисправности, рекомендаций, журнал событий, сообщения о запросах на дополнительные действия.

6.4.6. В подсистеме диагностирования должен осуществляться непрерывный контроль (сравнение с диагностическими уставками) текущих значений контролируемых параметров, выдача результатов контроля за период времени не более 10 периодов оборотной частоты, анализ текущих значений по специальным алгоритмам и выдача диагностических сообщений и рекомендаций в режиме реального времени.

6.4.7. Диагностирование, определение неисправностей и выдача рекомендаций должно производится при работе гидроагрегата в сети в стационарном режиме и вне режимных зон работы, характеризующихся неблагоприятным гидравлическим режимом работы ГА. Для исключения неправильного функционирования диагностической программы в переходных

режимах работы должна обеспечиваться возможность блокировки работы диагностической программы или установки повышенных уровней диагностических уставок.

6.4.8. Параметры, подлежащие обработке в подсистеме диагностирования, установлены в Приложении БА к настоящему Стандарту.

6.4.9. База данных подсистемы диагностирования должна содержать следующие таблицы:

- таблица входных параметров, которая формируется из перечня диагностических параметров и содержит текущие значения параметров, значения диагностических предупредительных и аварийных уставок, минимальных и максимальных значений параметров;
- таблица дефектов оборудования, содержащая перечень определяемых дефектов узлов оборудования;
- таблица рекомендаций действий персонала при появлении дефектов;
- архив записей об имевшихся неисправностях.

6.5. Требования к реализации функции отображения информации

6.5.1. В процессе реализации функции отображения информации должно быть реализовано:

- преобразование значений контролируемых параметров в именованные физические величины;
- представление значений контролируемых параметров в виде удобном для отображения на соответствующих АРМ и печатных документах.

6.5.2. При реализации функции отображения информации на АРМ в качестве основы должны быть положены принципы, изложенные во Временных методических указаниях АСУТП УС.

6.5.3. Общие требования к количеству, виду и информационной наполняемости АРМ должны соответствовать Временным методическим указаниям АСУТП ТПС.

6.5.4. Для удобства восприятия информации, выводимой на мониторы, экраны коллективного пользования и принтеры, должно использоваться технологическое смысловое кодирование при помощи терминов и сокращений, общепринятых в энергетике.

6.5.5. При отображении информации на экранах мониторов обязательно использование многооконности, всплывающих «меню» и т.п.

6.5.6. Для оперативного отображения состояния оборудования должны использоваться: экранные формы (формуляры, видеокадры) на дисплеях АРМ оперативного и обслуживающего персонала, экране общего пользования, операторских экранах терминалов защит, автоматики и контроллеров.

6.5.7. Экранные формы должны включать неизменяемую статическую часть (мнемосхему, изображение электрической схемы, схемы гидроагрегата, контролируемого узла оборудования и т.д.) и динамическую часть (результаты измерений, изменение состояния и т.д.), которая в зависимости от состояния изменяет цифровые значения, цвет или мигает. Фрагменты мнемосхем должны содержать только те элементы, которые необходимы оператору для контроля и управления объектом, и представлять логически завершенные части технологического процесса. Основной объем информации, позволяющий оценить ситуацию в целом, должен содержаться на общих фрагментах мнемосхем. В случае отклонения любых параметров от нормальных значений или изменения состояния внимание персонала должно быть привлечено цветом и миганием. При этом персонал должен иметь возможность вызвать более детальный фрагмент.

6.5.8. Смена видеокадров при переходе к новым схемам или фрагментам должна происходить за время не более 1,0 с, смена положений коммутационной аппаратуры - за время не более 0,2 с, а смена цифровых значений параметров режима - не более чем через 1,0 с. Задержка представления аварийных сигналов должна быть не более 0,2 с. Изменение длин линий гистограмм, отображающих параметры, должно происходить с запаздыванием не более 0,2 с по отношению к изменению самого параметра.

6.5.9. Должна быть предусмотрена возможность вызова оператором на экран терминала (в режиме «окна») до четырех параметров на гистограммные или стрелочные квазианалоговые индикаторы с автоматическим выбором шкалы. При этом изменения показаний индикаторов при изменениях параметров также не должны запаздывать более чем на 0,2 с.

6.5.10. В состав экранных форм должны входить формы, содержащие информацию, отображающую текущее состояние оборудования (ГЭС, гидроагрегата в целом, гидротурбинного и гидрогенераторного оборудования, вспомогательного оборудования), а также экранные формы, содержащие информацию по самодиагностике Системы.

6.5.11. Экранные формы должны обеспечивать в соответствии с разрешённым уровнем доступа визуализацию технологических объектов на экранах рабочих станций системы, измеренных параметров и сигналов, поступающих в систему контроля и управления, а также отображение диагностических сообщений, предупредительных и аварийных сигналов и возможность их квитирования.

6.5.12. Сообщения должны предоставляться в интуитивно-понятной, удобной форме. Текстовые сообщения о неисправностях, графическое представление трендов, данные измерений должны предоставляться в качественной форме (норма, опасно, аварийно) с использованием единой цветовой

гаммы и звуковых сообщений одной тональности для сообщений одного характера (информационные, предупредительные, аварийные), а где необходимо в цифровой форме с необходимой точностью и разрядностью и с указанием размерности.

6.5.13. Предупредительная, аварийная и недостоверная информация должна выделяться различными цветами (предупредительная – желтым, аварийная – красным, недостоверная – белым). Для привлечения внимания оператора к вновь появляющейся информации, носящей предупредительный, аварийный и недостоверный характер, должно выполняться мигание светового сигнала (сообщения) об этой информации и включаться звуковой сигнал.

6.5.14. Информация должна отображаться на экранах мониторов в виде текстовых сигнальных сообщений. Сообщения должны хронологически добавляться в список и при необходимости вытеснять квитированные, по которым отсутствует причина их формирования. При заполнении списка не квитированными сообщениями новое сообщение должно запоминается, а на экране должно отображаться служебное сообщение и звуковой сигнал. На видеокадре должно отображаться не менее 20 сигнальных сообщений и предоставляться возможность просмотра всех сообщений за последние сутки.

6.5.15. Сигнальное сообщение должно содержать:

- метку времени с точностью до миллисекунд;
- идентификатор сообщения – идентификатор мнемосхемы оборудования, на которой отображено нарушение, вызвавшее формирование данного сигнального сообщения;
- сокращенное наименование сообщения;
- признак квитирования сообщения;
- признак наличия (продолжения действия) причины возникновения сообщения;
- дополнительную информацию о параметре (текущее значение параметра, значение уставки и т.п.).

6.5.16. Должна быть обеспечена возможность фильтрации сигнальных сообщений при их выводе на любой из мониторов Системы (подсистемы мониторинга), а также временный запрета вывода отдельных сигнальных сообщений. Фильтрация и запрет вывода сообщений должны устанавливаться с инженерной станции Системы при наладке и эксплуатации системы. В отдельных случаях по требованию заказчика сигналы могут дублироваться на индивидуальных световых табло.

6.5.17. На операторской панели АЩУ (БЩУ) данные должны представляться в цифровом и линейно-диаграммном изображении. Цифровые значения параметров предпочтительно отображать на мнемосхеме оборудования, а также на формулярах основных узлов и систем.

6.5.18. На АРМ оперативного персонала данные должны отображаться в виде цифровой индикации значений на видеограмме и мнемосхеме гидроагрегата, а также на формулярах его основных узлов и систем. На АРМ оперативного персонала должна быть предусмотрена возможность отображения данных конкретного агрегата в том составе, в котором она имеется на АЩУ (БЩУ), а также общестанционных параметров и просмотр архива данных.

6.5.19. Формы представления информации на АРМ оперативного персонала, операторской панели АЩУ (БЩУ) должны быть приближены к проектным изображениям оборудования, технологических схем и их элементов.

6.5.20. Представление информации должно организовываться в виде меню и раскрывающихся окон, при обеспечении возможности возврата на предыдущий уровень или в начало диалога на любом шаге диалога управления.

6.5.21. В подсистеме мониторинга должны применяться следующие формуляры (экранные формы):

- основной формуляр;
- формуляр режимных параметров;
- формуляр температурных измерений (турбинного подшипника на масляной смазке, генераторных подшипников, подпятника и пр.);
- формуляр температурных измерений гидрогенератора;
- формуляр электрических параметров гидрогенератора;
- формуляр измерений вибрации и биения вала;
- формуляр параметров МНУ и системы регулирования;
- формуляр турбинного подшипника на водяной смазке, крышки турбины и проточной части;
- формуляр трендов параметров;
- формуляр, содержащий журнал сообщений (с указанием времени, даты, типа сообщения и названия сигнала при срабатывании сигнализации и защит);
- формуляр самодиагностики аппаратных средств;
- иные формуляры, необходимость которых определяется при проектировании.

6.5.22. На формулярах подсистемы мониторинга должны отображаться:

- наименование, идентификация оборудования;
- признак обновления аналоговой, дискретной и другой динамической информации;
- текущее время;
- текущие значения технологических параметров;
- сообщения о недостоверности информации;
- результаты расчетов.

6.5.23. Динамическая информация на формулярах должна представляться в следующих форматах:

- цифровых значений технологических параметров и степени процентного открытия регулирующих органов;
- графиков (например, гистограмма или временная реализация сигнала, расположение «рабочей точки»);
- изменения цвета изображения или фона;
- текстовых сообщений.

6.5.24. При построении трендов должна быть обеспечена возможность задания состава кривых, выводимых на один график с размещением на каждом графике нескольких кривых (до 10), каждая из которых должна отображаться своим цветом. Каждая кривая должна выводиться со своей физической шкалой с возможностью изменения масштаба по величине. По заданию оператора должен обеспечиваться выбор диапазона границ отображения графиков (растяжка шкалы) как для оси параметра, так и для оси времени;

6.5.25. Параметры диагностирования должны отображаться в цифровом виде следующим образом:

- при нормальных значениях на зеленом фоне;
- при выходе за диагностическую уставку на желтом фоне;
- при выходе за предельную (аварийную) уставку на красном фоне;
- при наличии признака имитации сигнала на синем фоне;
- при наличии признака недостоверности на белом фоне.

Примечание:

Период обновления информации на формулярах диагностической программы определяется на стадии разработки рабочей документации.

6.5.26. Окончательно представление информации на формулярах должно определяться и согласовываться на стадии проектирования Системы.

6.5.27. В подсистеме диагностирования должна быть предусмотрена возможность просмотра временных реализаций сигналов (осциллограмм) для быстроменяющихся сигналов в следующем объеме:

- вывод на экранной форме временных реализаций сигналов вибрации, биения вала, отметчика фазы, пульсаций давления за выбранный период времени (максимальный выбранный период времени должен быть не менее 10 периодов оборотной частоты гидроагрегата);
- вычисление и вывод числовых значений параметров (размах, среднее квадратическое значение и пр.). По каждому каналу измерения (вибрации, биения, зазора, пульсации давления) должна быть предусмотрена возможность выбора количества оборотов для усреднения результатов измерений;
- вычисление и просмотр спектров сигналов;

- вычисления фаз оборотных составляющих радиальной вибрации и биения вала относительно отметчика фазы ротора;
- векторные диаграммы;
- возможность фильтрации сигналов;
- возможность расположения нескольких окон вывода сигналов на одной экранной форме и вывода сигналов нескольких датчиков в одно окно;
- вычисление и просмотр годографов (орбит) движения центра вала в направляющих подшипниках;
- просмотр сигналов с датчиков воздушного зазора между ротором и статором гидрогенератора с привязкой к фазе ротора;
- построение формы ротора, статора и расчет динамических форм;
- положение центр-вала и линии вала ГА;
- возможность распечатки всех данных стандартными средствами;
- прочие сервисные функции обработки и отображения сигналов (определяются и согласовываются на стадии проектирования Системы: возможность экспорта данных в EXCEL и обратно, WORD (для формализованных отчётов, протоколов), анимации и пр.).

6.5.28. В Системе должна быть обеспечена возможность создания и редактирования форм протоколов и отчётов, вся текстовая информация, предназначенная для персонала должна быть выполнена на русском языке.

6.5.29. Должна обеспечиваться возможность по запросу оператора АРМ на заданный момент времени и/или за заданный интервал времени по заданному узлу или агрегату представления на экране терминала и/или в печатном виде протоколов:

- регистрации событий;
- регистрации аварийных ситуаций;
- регистрации параметров режима;
- состояний объектов контроля и управления.

Содержание и формы протоколов должны быть разработаны на этапе проектирования Системы.

6.5.30. При выводе на печать протокол должен содержать следующую информацию: наименование протокола, наименование объекта, номер ГА, дату фиксации аварийной ситуации, время возникновения инициативы и ее идентификатор. При наличии в протоколе таблиц, каждая строка таблицы должна содержать: идентификатор параметра; сокращенное наименование параметра; физическую единицу измерения параметра, текущее значение параметра в цифровой форме в физических единицах, метку времени, присвоенную этому параметру.

6.5.31. По заданию оператора на АРМ, а также на печать должен

обеспечиваться вывод ретроспективных тренд-графиков регистрируемых параметров и их средних значений. Ось времени должна масштабироваться в соответствии с периодом усреднения и временем хранения параметров. Каждая кривая на графике должна сопровождаться технологическим идентификатором параметра; наименованием параметра; физической единицей измерения параметра. Оператору должна предоставляться возможность выбора масштабов по осям абсцисс и ординат.

7. Требования к комплексу технических средств

7.1. Общие требования

7.1.1. В соответствии с требованиями пункта 5.4 Стандарта при реализации функций автоматизированного мониторинга и диагностирования программно-техническими средствами существующих или вновь разрабатываемых автоматизированных систем агрегатного уровня в составе САУ ГА и станционного уровня в составе верхнего уровня АСУТП, требования к комплексу технических и программных средств Системы разрабатываются индивидуально с учетом особенностей каждой ГЭС в составе проектов САУ ГА и верхнего уровня АСУТП.

7.1.2. В соответствии с требованиями пункта 5.55 Стандарта при отсутствии на ГЭС САУ ГА и верхнего уровня АСУТП и нецелесообразности их создания, функции автоматизированного мониторинга и диагностирования реализуются в отдельной автоматизированной системе, требования к комплексу технических и программных средств которой приведены в разделе 7 настоящего стандарта.

7.1.3. В состав комплекса технических средств Системы должны входить:

- каналы измерения аналоговых и дискретных параметров в составе датчиков, кабельных линий связи от датчиков к модулям ввода данных в контроллеры, кабелей питания, блоков питания датчиков, устройств сбора данных;
- средства обработки, структурирования и преобразования аналоговых и дискретных сигналов;
- технические средства отображения информации;
- АРМ мониторинга / диагностирования (в случае реализации функции диагностирования);
- технические средства архивирования;
- устройства питания;
- устройства релейного ввода/вывода дискретной информации;
- операторские панели;
- технологическая сеть передачи данных, включая коммутаторы, шлюзы, преобразователи интерфейсов;

– технические и программные средства для администрирования компонентов системы.

7.1.4. Все цифровые устройства Системы должны обеспечивать выполнение функций самодиагностики. Программа самодиагностики должна выявлять возникновение отказа с точностью до типового элемента замены (блока, модуля).

7.1.5. Самодиагностика всех программно-аппаратных средств должна обеспечиваться как диагностическим программным обеспечением отдельных контроллеров, так и диагностическими средствами сетевого программного обеспечения. В случае выхода из строя резервированных компонентов должен предусматриваться автоматический переход на резервный компонент с сохранением предшествующей и текущей информации (горячее резервирование).

7.1.6. Должна предусматриваться звуковая и световая сигнализация, свидетельствующая об исчезновении напряжения или его понижении ниже заданного уровня на любом источнике питания технических средств Системы, а также о переключении питания с одного источника на другой. Технические средства, реализующие функции сигнализации, должны сохранять работоспособность при изменении частоты сети в пределах от 45 Гц до 75 Гц.

7.1.7. Данные о неисправности аппаратных и программных средств должны фиксироваться как события, регистрироваться, отображаться на операторской панели и в АРМ с указанием отказавшего узла системы с точностью до блока (терминала) и архивироваться.

7.1.8. В Системе должны быть предусмотрены стандартные средства резервирования и обеспечиваться возможность замены отказавших элементов Системы без отключения питания.

7.1.9. Все элементы Системы должны быть объединены ТСПД, по которой производится обмен информацией между этими элементами.

7.1.10. ТСПД должна быть отказоустойчивой по отношению к объединенным техническим средствам, защищена от отказов или разрушения аппаратуры собственно передачи данных (кабелей, ответвителей, коммуникационных процессоров и т.п.), например, резервированием и реконфигурированием. В ТСПД должны применяться помехозащищенные протоколы передачи данных.

7.1.11. Схема электропитания Системы должна быть построена в соответствии с принципом распределения оперативного тока и селективного отключения частей системы, чтобы неисправность отдельного элемента сети электропитания не приводила к полному отказу Системы.

7.1.12. Технические средства Системы должны запитываться от систем гарантированного электропитания, построенных на базе агрегатов бесперебойного

питания (АБП). АБП должен быть подключен к двум независимым источникам собственных нужд по переменному напряжению. В качестве резервного источника электропитания АБП должен использовать систему оперативного постоянного тока (расчетное время работы в аварийном режиме – не менее 30 минут от одной аккумуляторной батареи системы оперативного постоянного тока.

7.1.13. Должно быть обеспечено предоставление одновременного доступа нескольким пользователям к АРМ Системы при наличии у них соответствующих прав доступа.

7.2. Требования к техническим средствам

7.2.1. В состав технических средств, обеспечивающих сбор измерительной информации, должны входить:

- первичные преобразователи (датчики);
- кабельные линии связи от датчиков к модулям ввода данных в контроллеры и кабели питания;
- блоки питания датчиков;
- модули УСО;
- контроллеры сбора и обработки данных;
- коммуникационные модули передачи данных по ТСПД;
- система питания контроллеров;
- сервисные средства для эксплуатации, поверки, контроля работоспособности и обслуживания Системы.

7.2.2. Аппаратные средства, обеспечивающие сбор и обработку измерительной информации с гидроагрегата (УСО, контроллеры, система питания и пр.) должны размещаться в шкафах на АЩУ (БЩУ) ГА. Степень защиты шкафов IP54 – по ГОСТ 14254.

7.2.3. Аппаратные средства (кроме каналов измерения вибрации требования к которым определяются по ГОСТ 26044) должны удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51317.6.5 по электромагнитной совместимости.

7.2.4. Аппаратура для эксплуатационного контроля вибрации должна соответствовать общим требованиям ГОСТ 26044.

7.2.5. В состав аппаратных средств, реализующих функцию отображения измерительной информации на АЩУ (БЩУ), ЦПУ должны входить мониторы, экраны коллективного пользования, а также средства ручного ввода/вывода информации по ГОСТ Р МЭК 60447.

7.2.6. Все присоединительные элементы сбора сигналов должны быть реализованы в виде стандартных разъемов и клеммников.

7.2.7. Требования к электрической прочности и сопротивлению изоляции определяются по ГОСТ 52931.

7.2.8. Должна быть обеспечена метрологическая совместимость всех технических средств Системы друг с другом по ГОСТ 34.003.

7.2.9. В составе технических средств должны использоваться высокоскоростные промышленные контроллеры, позволяющие производить обновление входных/выходных данных с требуемым быстродействием, промышленные терминалы, соответствующее промышленным стандартам, управляемое сетевое оборудование с поддержкой сетевой технологии Ethernet.

7.2.10. Применяемые контроллеры должны иметь модульную структуру, позволяющую путем изменения набора и количества модулей заказывать контроллеры различной информационной мощности (производительность, объем памяти, количество каналов ввода-вывода информации и т.д.), а также изменять характеристики контроллера во время эксплуатации. Входящие в состав контроллеров модули и программное обеспечение должны позволять при заказе выбирать различные виды резервирования для обеспечения оптимальной экономически обоснованной степени надежности.

7.2.11. Программно-технические средства, реализующие функции автоматизированного мониторинга должны быть выполнены на контроллерах, размещенных в шкафах. Базовые конструкции технических средств – стойки, каркасы, навесные шкафы и другие – должны удовлетворять требованиям ГОСТ Р 32127.

7.3. Требования к измерительным каналам и датчикам

7.3.1. Применяемые датчики, точность измерений которых нормируется, или измерения которых участвуют в формировании аварийных или предупредительных сигналов**,** должны иметь в наличии документы, подтверждающие прохождение процедуры утверждения типа (копию свидетельства об утверждении типа с приложенным описанием типа) и проведения первичной проверки (свидетельство о поверке).

7.3.2. Исполнение датчиков должно учитывать условия их эксплуатации по ГОСТ 14254.

7.3.3. В качестве датчиков абсолютной вибрации опорных конструкций гидроагрегата должны применяться акселерометры со встроенной электроникой. Допускается применение датчиков других типов (датчиков виброскорости и пр.) при условии обеспечения удовлетворения требований к каналу измерения абсолютной вибрации.

7.3.4. Места установки датчиков на оборудовании должны учитывать конструктивные особенности и выбираться с учетом типа и компоновки гидроагрегата, а также с учетом контролепригодности оборудования и состава определяемых неисправностей.

7.3.5. Крепление датчиков к объекту контроля должно обеспечивать плотное (без зазоров) прилегание контактных поверхностей датчика и объекта, исключающих его случайное перемещение или повреждение.

7.3.6. Габариты датчиков должны обеспечивать возможность их беспрепятственной установки, эксплуатации и демонтажа с учетом конструктивных особенностей контролируемых узлов ГА.

7.3.7. Характеристики датчиков давления и пульсаций давления должны выбираться с учетом действующих значений давления в точках измерения, а также с учетом ожидаемого диапазона частот пульсаций давления.

7.3.8. Характеристики датчиков кавитационного шума должны выбираться с учетом требований по месту установки и частотному диапазону.

7.3.9. Для измерения температуры должны применяться термометры сопротивления в соответствии с ГОСТ 6651 с диапазоном измерения от -50 до +50; от 0 до +50; от 0 до +100; от 0 до +200°С.

7.3.10. Для сигналов термопреобразователей должна производиться линеаризация характеристик в соответствии со стандартными градуировками. Для сигналов термоэлектрических преобразователей должна вводиться поправка на изменение температуры холодных спаев.

7.3.11. Для термометров сопротивлений, расположенных в корпусе генератора, следует применять специальную фильтрацию из-за наличия значительной переменной составляющей напряжения.

7.3.12. Для датчиков относительной и абсолютной вибрации, а также датчиков зазора допускается устанавливать выносные преобразователи (согласующие устройства). Выносные преобразователи датчиков должны быть установлены в настенных шкафах с защитой IP65 по ГОСТ 14254.

7.3.13. Присоединение датчиков (или выносных преобразователей) к измерительным кабелям должно осуществляться с помощью разъемов, выполняемых в соответствии с ГОСТ 14254 в зависимости от их местоположения и условий окружающей среды. Измерительные кабели должны иметь маслостойкую изоляцию и механическую защиту в местах возможного повреждения.

7.3.14. Требования к техническим параметрам аналоговых сигналов измерительным каналам, датчикам и условиям их эксплуатации приведены в Приложении Б настоящего Стандарта.

7.4. Требования к УСО и ТСПД

7.4.1. Модули УСО должны обеспечивать сопряжение с разнообразным оборудованием (датчиками, исполнительными механизмами и другими устройствами) и позволять принимать, обрабатывать, выдавать сигналы

различного типа в широком диапазоне значений напряжения, тока, мощности, длительности импульсов и т.п.

7.4.2. УСО могут быть пассивными и выполнять операции по сбору информации, в которых должны выполняться фильтрация и аналого-цифровое преобразование сигналов и, при необходимости, гальваническое разделение. Допускается применение интеллектуальных УСО, имеющих собственные встроенные микропроцессоры, обеспечивающие выполнение функций первичной обработки, контроля достоверности, коррекции значений, присвоения меток времени событиям и других функций, требующих использования вычислительных ресурсов.

7.4.3. УСО в виде специализированных модулей могут входить в состав контроллеров либо выполняться как отдельные конструктивы. Для УСО, выполненных в виде отдельных конструктивов, должно предусматриваться две модификации:

- для размещения на АЩУ (БЩУ);
- выносные для размещения на объекте вблизи источников информации.

Выносные модули УСО должны надежно работать в условиях промышленной эксплуатации и обеспечивать надежный прием информации и команд из контроллера и передачу информации в контроллер.

7.4.4. В составе технических средств, предназначенных для сбора данных, должны быть устройства ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов искро- и взрывобезопасного исполнения, а также устройства ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов, имеющие требуемый уровень гальванического разделения отдельных каналов между собой, а также системы и входных-выходных каналов, исключающее обратное воздействие от источников электропитания, от системы и от смежных каналов.

7.4.5. Уровень гальванического разделения для цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения должен быть не менее 2,5 кВ. Для остальных цепей должны быть предусмотрены устройства ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов, имеющие различные уровни гальванического разделения от 0,5 кВ до 1,5 кВ.

7.4.6. Для модулей УСО, имеющих групповое гальваническое разделение, должно быть обеспечено диагностирование и определение неисправности с точностью до гальванически связанной группы.

7.4.7. В состав технических средств должны входить барьеры искробезопасности, позволяющие использовать устройства ввода-вывода обычного исполнения, устанавливаемые вне взрывоопасных помещений.

7.4.8. УСО для ввода аналоговых сигналов должны воспринимать сигналы от источников, применяемых в энергетике (унифицированные сигналы тока и

напряжения, термометры сопротивления и пр.). Частота дискретизации по каждому каналу измерения аналогового сигнала должна не менее чем в 2,5 раза превышать наиболее высокую частоту, содержащуюся в измеряемом сигнале.

7.4.9. Во всех устройствах ввода аналоговых сигналов должна быть обеспечена защита, фильтрация (подавление) электромагнитных помех общего и нормального вида в соответствии с требованиями к общепромышленным средствам обработки информации и устойчивость к помехам импульсного типа амплитудой до 1,5 кВ (передний фронт длительностью 1,2 мкс, задний фронт – плавный спад до 0,75 кВ за 50 мкс). В требуемых случаях входные цепи измерительных каналов устройств ввода аналоговых сигналов должны обеспечивать подавление помехи промышленной частоты не менее 80 дБ и прочих помех – не менее 60 дБ.

7.4.10. УСО для приема токовых аналоговых сигналов должны обеспечивать фильтрацию помехи поперечного вида с уровнем 20 мВ. Минимальное выдерживаемое значение напряжения помехи общего вида частотой 50 Гц между измерительной цепью и заземлением устройства должно составлять 220 В.

7.4.11. УСО для приема сигналов от термопреобразователей сопротивления для измерения температур стали, меди, охлаждающей среды и реализации функции температурного контроля генератора должны обеспечивать фильтрацию помехи поперечного вида с уровнем 300 мВ, продольного вида 100 В. Прием сигналов от термопреобразователей сопротивления должен обеспечиваться по четырехпроводной или по трехпроводной линии связи.

7.4.12. Электрическое сопротивление изоляции входных цепей для приема сигналов от термоэлектрических преобразователей (термопар) и термопреобразователей сопротивления (термометров сопротивления) должно быть не менее 1 МОм.

7.4.13. УСО для ввода сигналов от термоэлектрических преобразователей (термопар) должны допускать их заземление в местах установки на объекте (например, при измерении температуры металла точка соединения двух элементов термопары приваривается к поверхности измерения).

7.4.14. Дискретные сигналы (информация), характеризующие состояние технологического оборудования, должны восприниматься УСО для ввода дискретной информации и преобразовываться в двоичные сигналы «0» и «1».

В качестве сигнала «1» должны применяться:

- напряжение переменного тока 220 В (+10, -15%);
- напряжение постоянного тока 220 В (+10, -20%), 48 В и 24 В (не более ±3%);

- замкнутое состояние контактов, рассчитанных на коммутацию указанных напряжений (сопротивление не более 50 Ом).

В качестве сигнала «0» - отсутствие напряжения или напряжение меньше 0,1 сигнала «1», либо сопротивление не менее 500 кОм.

7.4.15. Источниками дискретных сигналов (информации) являются:

- концевые выключатели, датчики близости запорных, регулирующих устройства, исполнительных механизмов;
- блок-контакты приводов коммуникационных устройств и исполнительных механизмов;
- контакты промежуточных реле, реле-повторителей кнопок и ключей управления;
- контакты измерительных преобразователей, реле аналоговых величин (реле расхода, давления, уровня, температуры и пр.).

Для обеспечения отказоустойчивости для ответственных дискретных сигналов, получаемых от замыкающих (нормально открытых) контактов, если не имеется резервного канала получения информации о состоянии контролируемого устройства/параметра/команды (дублирующего контакта, прямого или косвенного измерения), должен обеспечиваться контроль целостности сигнальных линий установкой в непосредственной близости от контактов шунтирующих сопротивлений и последовательно с контактами – нагрузочных сопротивлений. Нарушение целостности сигнальных линий должно диагностироваться и вызывать действие предупредительной сигнализации

При вводе дискретных сигналов должны обеспечиваться меры по защите от реакции на «дребезг» контактов (защита от импульсов во время переключения контактов). Модули ввода сигналов должны обеспечивать гальваническое разделение вводимых сигналов по отношению к «земле» и между собой. Потеря гальванического разделения должна диагностироваться и вызывать действие предупредительной сигнализации.

7.4.16. УСО для вывода сигналов должны обеспечивать возможность формирования аналоговых и дискретных сигналов.

Модули вывода аналоговых сигналов должны формировать следующие сигналы:

- унифицированного тока . . . . . ±5; ±20; от 4 до 20 мА;
- унифицированного напряжения . . . . . ± 10 В.

Модули вывода дискретных сигналов должны быть представлены:

- изменяющимся активным сопротивлением выходной цепи при питании со стороны нагрузки напряжением 24 В и постоянным током до 0,25 А;
- переключающими контактами с коммутационными возможностями по напряжению до 220 В и току до 0,5 А.

Должен быть предусмотрен контроль исправности выходных каналов. При обнаружении повреждения выходной сигнал должен блокироваться.

7.4.17. Электропитание датчиков аналоговых и дискретных сигналов должно обеспечиваться по соединительным информационным линиям от внутренних источников электропитания Системы.

7.4.18. Каналы УСО для ввода аналоговых токовых и дискретных сигналов постоянного напряжения, а также каналы УСО вывода управляющих команд напряжением 24 В и 220 В постоянного тока должны иметь защиту от перенапряжений, возникающих в цепях ввода-вывода при размыкании контактов в цепях мощных электромагнитов.

7.4.19. ТСПД должна обеспечивать:

- передачу информации, включающую непосредственно измеряемые и вычисляемые параметры (не менее 200 параметров (чисел) на ГА);
- обеспечение передачи информации по запросу от АРМ (запрос на выдачу сигналов вибрации и других быстроизменяющихся сигналов (в том числе от датчиков воздушного зазора между ротором и статором гидрогенератора).

Примечание:

1. Количество и частота передачи непосредственно измеряемых медленно меняющихся параметров и вычисляемых параметров определяются на стадии проектирования.

2. Минимальный объем информации, передаваемый по запросу, ориентировочно содержит 16 параметров с дискретизацией не менее 500 Гц по каждому каналу измерения быстроизменяющихся сигналов (за исключением каналов измерения воздушного зазора дискретизация по которым не менее 5 кГц) за время, равное 10 периодам номинальной оборотной частоты вращения ротора, а периодичность запросов 1 раз в 8 мин (окончательно периодичность и объем запросов должна определяться на стадии проектирования).

7.4.20. Связь между контроллерами нижнего уровня и сервером верхнего уровня должна осуществляться с применением технологии Industrial Ethernet по ТСПД, отделенной от корпоративной вычислительной сети. Отказ линии связи не должен приводить к отказам или отключению подключенных к ней контроллеров. Отказ должен идентифицироваться контроллерами и другими устройствами, выходящими на линию связи. При отказе контроллеры должны переходить в автономный режим работы, в котором при необходимости может изменяться состав реализованных в них алгоритмов в соответствии с требованиями режима автономного функционирования. В случае дублированной линии связи отказ одной из двух линий не должен влиять на работоспособность устройств, подключенных одновременно к двум линиям.

8. Требования к надежности систем

8.1. Система должна быть восстанавливаемая и ремонтопригодная, рассчитанная на длительное функционирование. Система должна обеспечивать

круглосуточную и непрерывную работу в течение установленного срока службы без деградационных отказов при условии проведения заданных производителем технических мероприятий по обслуживанию каждого компонента и Системы в целом.

8.2. Требования к показателям надежности устанавливаются в соответствии с ГОСТ 24.701 отдельно для каждой функции (с учетом самодиагностики и восстановления) только для внезапных и независимых отказов.

Надежность Системы в нормальных и аварийных условиях эксплуатации должна обеспечивать следующие показатели надежности:

- коэффициент готовности (вероятность нахождения системы в любой момент определенного периода в работоспособном состоянии) – не менее 0,98;
- среднее время наработки на отказ (сбора и обработки аналоговой и дискретной информации на один канал) - не менее 200000 ч;
- среднее время наработки на отказ (аварийная и предупредительная сигнализация на один сигнал) - не менее 1000000 ч;
- время восстановления работоспособности программных и технических средств при наличии ЗИП - 1 час;
- установленный срок службы Системы - не менее 15 лет;
- ресурс первичных датчиков – не менее 7 лет;
- время установления рабочего режима должно быть не более 15 мин.

8.3. Отказом Системы должно считаться:

- отказ одного канала сбора и обработки аналоговой и дискретной информации;
- невозможность передачи данных по интерфейсным каналам;
- отказ одного канала аварийной и предупредительной сигнализации;
- отказ программного обеспечения;
- отказ устройств человеко-машинного интерфейса;
- отказ регистраторов аварийных событий;
- отказ расчетных функций и др.

8.4. Оценка показателей надежности должна проводиться аналитическим методом на стадии проектирования системы с учетом данных по надежности комплектующих изделий и включать анализ возможности возникновения аварийных ситуаций в системе в условиях ее нормального функционирования и вследствие воздействия на систему внешнего экстремального фактора. Перечень аварийных ситуаций, для которых должны устанавливаться показатели надежности, определяется по согласованию между заказчиком и разработчиком. Минимальный перечень аварийных ситуаций должен включать в себя:

- потерю электроснабжения собственных нужд;
- аварию гидроагрегата;

- внешние воздействия (в том числе злонамеренные);
- отказ технических средств и программного обеспечения.

При определении комплекса требований и мер по обеспечению надежности необходимо руководствоваться ГОСТ 24.701, ГОСТ 27.003 и ГОСТ 27.002.

8.5. Основными способами обеспечения надежности системы должны являться:

- применение высоконадежных элементов, резервирование, самодиагностика (диагностика технических средств и программного обеспечения);
- защита от несанкционированного доступа, злонамеренных действий, недостоверной информации, гальваническая развязка каналов, модулей, шин;
- наличие аппаратной, информационной, функциональной и алгоритмической избыточности, обеспечивающих работоспособность деградированных систем при единичных отказах без останова оборудования;
- использование рационального человеко-машинного интерфейса;
- наличие ЗИП.

8.6. Каждый элемент системы должен выполнять свои основные функции при работе в автономном режиме в случае отказа канала связи. При перерыве связи с верхним уровнем должна обеспечиваться автономная работа устройств нижнего уровня системы с сохранением всех текущих параметров в течение 1 месяца. Синхронизация работы модулей с системой после восстановления канала связи должна происходить автоматически.

При полном снятии напряжения с системы все рабочие программы и алгоритмы должны сохраняться в памяти терминалов (контроллеров) в течение всего периода отсутствия питания.

8.7. Должна быть обеспечена возможность вывода каждого отдельного устройства в ремонт с минимальным ограничением выполняемых функций.

8.8. В Системе должны использоваться промышленные контроллеры с дублированной структурой, принципом горячего резервирования, синхронным выполнением программ и способностью выполнять основные функции при наличии одного или нескольких отказов в различных частях.

8.9. Применяемые алгоритмы должны быть устойчивы к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв линий, неисправность датчика), к помехам, вносимым по каналам входной информации, связи, электропитания, в том числе намеренным (силовое воздействие), исключающих реакцию на ложную входную информацию.

Должно быть предусмотрено автоматическое полное резервирование по алгоритму самодиагностики ответственных компонентов и функциональных подсистем. Настройки модулей системы при кратковременном перерыве питания должны сохраняться без дополнительных операций со стороны персонала при

перезапуске системы.

8.10. Система должна быть укомплектована техническими средствами диагностики и самодиагностики.

8.11. Объем и состав ЗИП поставляемых с системой должны быть достаточны для эксплуатации комплекса технических средств в течение гарантийного периода.

8.12. Живучесть системы должна обеспечиваться по основным функциям, в частности, при:

- аварии гидроагрегата;
- частичной аварии оборудования Системы (повреждении всех кабелей, идущих в одном потоке, канале, туннеле, повреждении любого из одиночных элементов аппаратуры);
- потере электроснабжения со стороны системы собственных нужд постоянного и переменного тока на время не менее 30 мин.

9. Требования к безопасности и эргономике системы

9.1. Общие требования безопасности должны соответствовать постановлению Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390, ПТЭ, ПУЭ, ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 12.1.004.

9.2. Аппаратура должна быть стационарной и удовлетворять требованиям ГОСТ 12.2.007.0 для изделий класса 01.

9.3. Конструктивное построение системы должно обеспечивать доступ обслуживающего персонала к элементам системы для удобства технического обслуживания и ремонта. При обслуживании внутренних элементов должен быть обеспечен необходимый уровень освещенности. Внутри шкафов АШУ (БЩУ) должны быть установлены дополнительные розетки питания ≈ 220В и светильники с автоматическим включением при открытии дверок шкафа.

Конструктивные элементы шкафов должны исключать возможность прикосновения к высоковольтным токоведущим частям, исключать электроперекрытия и замыкание на корпус токоведущих частей, иметь предупредительные надписи и гравировки.

9.4. Шкафы должны быть оснащены механическими блокираторами дверей, исключающими их самопроизвольное открытие. Открытие шкафов на АЩУ (БЩУ) ГА должно сопровождаться выводом предупреждающего сообщения на АРМ оператора, протоколированием с указанием временной метки открытия и закрытия двери.

9.5. Изделия должны иметь сигнализацию наличия сетевого напряжения.

9.6. Заземление устройств комплекса технических средств должно соответствовать ГОСТ 12.1.030.

9.7. При проектировании Системы должно быть предусмотрено использование прикладного программного обеспечения, внесенного в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных, также должен быть предусмотрен комплекс требований по обеспечению безопасности информации и соответствие ГОСТ Р 52611 и ГОСТ Р ИСО/МЭК 15408-1.

9.8. В случае создания системы удаленного мониторинга и диагностирования основного энергетического оборудования должны быть учтены требования в отношении информационной безопасности, предусмотренные приказом Минэнерго России от 06.11.2018 № 1015.

9.9. Должны быть предусмотрены организационные и технические меры, исключающие несанкционированный доступ к программному обеспечению и базам данных системы и предусматривающие различные уровни доступа к ресурсам для различных категорий пользователей, а также для персонала, осуществляющего техническую поддержку и обслуживание (использование списков пользователей с распределением полномочий доступа, использование индивидуальных паролей, протоколирование действий пользователей с невозможностью корректировки протокола, электронных ключей, индивидуальных карточек и т.д.) в соответствии с приказом ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31.

Окончательно уровни доступа должны определяться на стадии проектирования Системы.

Приложение А
Перечень контролируемых параметров гидроагрегатов

Перечень контролируемых параметров работы ГА представлен в таблице А.1.

Т а б л и ц а А.1.

№ пп	Контролируемый эксплуатационный параметр или его состояние	Место представления информации															Применение			Допустимая относительная приведенная к диапазону погрешность измерения δ, % или абсолютная погрешность измерения Δ, ед измерения	Примечания
		АЩУ							ЦПУ							Непосредственные измерения по месту	Технологические защиты	Технологическая автоматика	Автоматизированное техническое диагностирование		
		Средства локальной автоматики				ПТК			Средства локальной автоматики				ПТК								
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Гидротурбина																					
1	Давление (пульсация давления) в спиральной камере	+				*		*					*		*	+				1,5 %	
2	Давление-разряжение под рабочим колесом (давление в проточной части)	+				*		*					*		*	+				1,5 %	
3	Давление в камере рабочего колеса (под крышкой турбины)	+				*		+					*		*			+		1,0 %	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
4	Уровень верхнего бьефа	+		↑↓		*	↑↓	+	+		↑↓		*	↑↓	*		+			0.25 %	
5	Уровень нижнего бьефа	+		↑↓		*	↑↓	+	+		↑↓		*	↑↓	*		+			0.25 %	
6	Напор	+				*		+	+				*		*		+	+	*	1.0 %	
7	Потери напора на сороудерживающих решетках	+		↑		*	↑	+	+		↑		*	↑	*		+	+		1.0 %	
8	Частота вращения (реле оборотов)	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*		+		*	1.0 %	
9	Величина (процент) открытия направляющего аппарата	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*	+	+	+	*	0.5 %	
10	Величина (угол) разворота лопастей рабочего колеса	+				*		*	+				*		*	+	+	+	*	0.5 %	
11	Положение турбинного затвора	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*	+	+	+		1.0 %	
12	Уровень воды на крышке турбины	+		↑↓		*	↑↓	*			↑↓			↑↓	*		+	+	*	1.0 %	
13	Вибрация крышки турбины (осевая)	+		↑		*	↑				↑		*	↑	*		+		*	10,0 %	
14	Концевые выключатели срезных элементов направляющего аппарата гидротурбины	+		↑↓		*	↑↓	*			↑↓		*	↑↓	*		+	+	*	-	
Режим синхронного компенсатора																					
15	Давление воздуха в магистрали отжатия режима синхронного компенсатора	+		↓		*	↓		*		↓		*	↑↓	*	+		+		1.0 %	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
16	Расход воды на водокольцевой компрессор	+		↓		*	↓		*								+	+		2.5 %	
Подшипник турбины (водяная смазка)																					
17	Расход воды	+		↓		*	↓				↓		*	↓	*		+	+	*	2,5 %	
18	Давление воды перед подшипником	+		↓		*	↓				↓		*	↑↓	*	+	+	+	*	1.0 %	
Подшипник турбины (масляная смазка, с циркуляцией)																					
19	Расход масла на смазку	+		↓		*	↓				↓		*	↓	*		+	+	*	1.0 %	
20	Уровень масла	+		↓		*	↓				↓		*	*	*		+	+	*	1.0 %	
21	Температура сегментов подшипника	+		↑		*	↑				↑		*	*	*		+	+	*	2°C	Через один сегмент
22	Температура масла (горячего и холодного)	+		↑		*	↑				↑		*	*	*		+	+	*	2°C	В двух точках (горячее и холодное)
Подшипник турбины (масляная смазка, с маслованной)																					
23	Расход воды через маслоохладители	+		↓		*	↓				↓		+	+	+		+	+		1.0 %	
24	Давление воды перед маслоохладителями	+		↓		*	↓				↓		+	+	+		+	+		1.0 %	
25	Уровень масла в маслованне	+		↓↑		*	↓↑				↓↑		+	+	+		+	+	*	1.0 %	
26	Температура сегментов подшипника	+		↑		*	↑				↑		+	+	+		+	+	*	2°C	Через один сегмент
27	Температура масла	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+		+	+	*	2°C	В двух точках (горячее и холодное)
Подшипник турбины (все типы)																					
28	Биение вала у турбинного подшипника	+		↑		*	↑				↑		*	↑	*		+		*	10,0 %	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
29	Вибрация корпуса турбинного подшипника	+		↑		*	↑	*			↑		*	↑	*		+		*	10,0 %	Возможна замена этого параметра на вибрацию крышки турбины вблизи расположения подшипника
30	Высокая температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
31	Аварийно высокая температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
Лекажный бак																					
32	Уровень масла в лекажном баке	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+		+	+	*	1.0 %	
Маслонапорная установка																					
33	Давление в масловоздушном котле	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+		+	+		1.0 %	
34	Уровень масла в масловоздушном котле	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+		+	+	*	1.0 %	
35	Уровень масла в сливном баке	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+		+	+	*	1.0 %	
36	Давление воздуха в магистрали высокого давления питания котла	+		↓		*	↓				↓	+	+	+	+			+		1.0 %	
37	Температура масла в сливном баке	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+			+		2 °С	
38	Время работы насоса МНУ							*							*				*	-	Допустимая абс. погрешность 1 сек
39	Время стоянки насоса МНУ							*							*				*	-	Допустимая абс. погрешность 1 сек

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
40	Аварийно низкое давление в системе регулирования	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
41	Аварийно низкий уровень масла в котле МНУ	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
Техническое водоснабжение																					
42	Расход воды	+		↓		*	↓				↓	+	+	+	+		+			1.0 %	
43	Давление воды в магистрали	+		↓		*	↓				↓	+	+	+	+		+	+		1.0 %	
44	Потери (препад) давления на фильтре	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+		+	+		1.0 %	
45	Температура охлаждающей воды	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	1.0 %	
Регулятор																					
46	Давление в системе регулирования	+		↓↑		*	↓↑				↓↑		+	+	+		+	+		1.0 %	
47	Положение золотника аварийного закрытия	+		↓↑		*	↓↑				↓↑		+	+	+			+		1.0 %	
48	Положение золотника фиксатора	+		↓↑		*	↓↑				↓↑		+	+	+			+		1.0 %	
49	Положение главного золотника направляющего аппарата	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*	+	+	+		0.5 %	
50	Положение главного золотника разворота лопастей рабочего колеса	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*	+	+	+		0.5%	
51	Давление в полости открытия сервомотора направляющего аппарата	+						*							*	+				1.0%	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
52	Давление в полости закрытия сервомотора направляющего аппарата	+						*							*	+				1.0%	
53	Давление в полости открытия сервомотора разворота лопастей рабочего колеса	+						*							*	+				1.0%	
54	Давление в полости закрытия сервомотора разворота лопастей рабочего колеса	+						*							*	+				1.0%	
55	Разгон >115%	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
56	Разгон >140%	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
57	Разгон >150%	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
58	Обрыв троса обратной связи	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
Система осушения проточного тракта																					
59	Уровень воды в сливной галерее	+		↑↓		*	↑↓	*			↑↓		*	↑↓	*		+	+		1.0 %	
Гидрогенератор (механическая часть)																					
60	Вибрация сердечника статора (радиальная)	+		↑		*	↑	*			↑		*	↑	*		+		*	10,0 %	Возможна замена этого параметра на вибрацию корпуса статора
61	Величина воздушного зазора между ротором и статором генератора					*	↓						*	↓	*				*	2 мм	Для гидроагрегатов, оснащенных ПТК
62	Отметчик фазы ротора							*							*				*	2^{o}	Определение расчетным путем
Подшипник генератора																					
63	Уровень масла в ванне	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+			+	*	1.0%	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
64	Температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	2^{o} C	Через один сегмент
65	Температура масла	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	2^{o} C	В двух точках (горячее и холодное)
66	Расход охлаждающей воды	+		↓		*	↓				↓	+	+	+	+		+			1.0%	
67	Давление охлаждающей воды	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+			+		1.0%	
68	Высокая температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
69	Аварийно высокая температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
70	Биение вала у генераторного подшипника	+		↑		*	↑	*			↑		*		*		+		*	10,0%	
71	Вибрация корпуса генераторного подшипника (радиальная)	+		↑		*	↑	*			↑		*		*		+		*	10,0%	Возможна замена этого параметра на вибрацию центральной части крестовины, где расположен подшипник
Подпятник генератора																					
72	Уровень масла в ванне	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+			+	*	1.0	
73	Температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	2 ^{o}C	В каждом сегменте
74	Температура масла	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	2 ^{o}C	В двух точках (горячее и холодное)
75	Расход охлаждающей воды	+		↓		*	↓				↓	+	+	+	+		+			1.0%	
76	Давление охлаждающей воды	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+			+		1.0%	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
77	Биение зеркальной поверхности диска	+		↑		*	↑	*			↑		*		*		+		*	10,0%	Для подпятников на жесткой опоре
78	Биение (вертикальные колебания верхнего торца) упругой камеры подпятника					*							*		*				*	10,0%	Для подпятников на гидравлической опоре
79	Высокая температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
80	Аварийно высокая температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	-	
81	Проседание упругой камеры					*	↑						*	↑	*				*	10,0%	Для подпятников на гидравлической опоре
82	Вибрация опоры подпятника (осевая)	+		↑		*	↑	*			↑		*		*		+		*	10,0%	Возможна замена этого параметра на вибрацию грузонесущей крестовины, где расположен подпятник
Система торможения																					
83	Давление питания	+		↓		*	↓				↓	+	+	+	+	+				1.0%	
84	Давление (воздуха) в системе торможения	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+		1.0%	
85	Время от момента закрытия направляющего аппарата до начала включения торможения							*							*				*		Допустимая абсолютная. погрешность 1 сек
86	Концевые выключатели тормозных колодок	+		↑↓		*	↑↓	*			↑↓		*	↑↓	*		+	+	*	-	
	Гидрогенератор																				
87	Активная мощность	+			+	*		*					*		*				*	0,5%	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
88	Реактивная мощность	+			+	*		*					*		*					0,5%	
89	Ток статора, фаза А	+		↑	+	*	↑	*					*	↑	*					0,5%	
90	Ток статора, фаза В	+				*	↑	*					*	↑	*					0,5%	
91	Ток статора, фаза С	+				*	↑						*	↑	*					0,5%	
92	Напряжение статора, междуфазное АВ	+				*	↑↓	*					*		*					0,5%	
93	Напряжение статора, междуфазное ВС					*	↑↓	*					*		*					0,5%	
94	Напряжение статора, междуфазное СА					*	↑↓	*					*		*					0,5%	
95	Напряжение $3U_0$ нулевой последовательности					*	↑	*					*		*					0,5%	
96	Ток обратной последовательности, I_2			↑		*	↑						*	↑	*					0,5%	
97	Ток ротора	+		↑	+	*	↑						*	↑	*				*	0,5%	
98	Напряжение на обмотке ротора	+				*														0,5%	
99	Сигнал частотного корректора	+			+	*							*		*					0,02% (0,2%)	0,02%- ПТК; 0,2%-локальная автоматика
100	Частота напряжения на обмотке статора генератора	+			+	*	↑↓	*					*	↑↓	*					0,02% (0,2%)	0,02%- ПТК; 0,2%-локальная автоматика
101	Пробой разрядника на роторе			+			*	*					*		*					-	
102	Активная энергия генератора	+			+	*		*					*		*					0,5%	
103	Неисправность на гидрогенераторе			+			*	*			+		*		*					-	
	Тепломеханические параметры гидрогенератора																				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
104	Температура вкладышей подшипников генератора			↑	+	*	↑	*					*		*					2°С	
105	Температура обмоток статора гидрогенератора			↑	+	*	↑	*					*		*					2°С	
106	Температура активной стали гидрогенератора			↑	+	*	↑	*					*		*					2°С	
107	Температура обмотки ротора			↑	+	*	↑	*					*		*					2°С	
108	Температура охлаждающего воздуха в гидрогенераторе			↑↓	+	*	↑↓	*					*	↑↓	*					2°С	
109	Температура охлаждающей воды воздухоохладителя			↑↓	+	*	↑↓	*					*	↑↓	*					2°С	
110	Температура охлаждающей воды теплобменника			↑↓	+	*	↑↓	*					*	↑↓	*					2°С	
111	Температура охлаждающей воды активной части генератора			↑↓	+	*	↑↓	*					*	↑↓	*					2°С	
112	Температура охлаждающей воды обмоток генератора			↑↓	+	*	↑↓	*					*	↑↓	*					2°С	
113	Расход дистиллята в гидрогенераторах с непосредственным охлаждением обмотки статора			↓	+	*	↓	*					*	↓	*					2.0%	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
114	Прекращение циркуляции воды в маслоохладителях подпятника и подшипников гидрогенератора			↓	+	*	↓	*					*	↓	*					-	
115	Расход дистиллята у гидрогенераторов с водяным охлаждением			↑↓	+	*	↑↓	*					*	↑↓	*					2.0%	
116	Температура в машинном зале			↓	+	*	↓	*					*	↓	*					2°С	
117	Величину продувки (потерь) дистиллята в контуре охлаждения			↓	+	*	↓	*					*	↓	*					2.0%	
118	Объём охлаждающего дистиллята в системе охлаждения обмоток статора генераторов с водяным охлаждением			↓	+	*	↓	*					*	↓	*					2.0%	
119	Удельное сопротивление дистиллята в обмотках гидрогенератора			↓	+	*	↓	*					*	↓	*					2.0%	
Параметры обмоток возбуждения гидрогенераторов																					
120	Ток возбуждения основного возбудителя	+				*		*					*							0.5%	
121	Ток возбуждения возбудителя (вспомогательный генератор)	+				*		*					*							0.5%	
122	Температура трансформатора возбуждения				+		↑	*						↑	*					2.0%	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
123	Напряжение основного возбудителя	+				*		*					*							0,2%	
124	Напряжение резервного возбудителя	+				*		*					*							0,2%	
125	Ток статора электродвигателя резервного возбудителя	+				*	↑	*	+				*	↑	*					0,2%	
126	Напряжение возбуждения возбудителя (вспомогательного генератора)	+				*		*					*							0,2%	
127	Работа в режиме ограничения минимального возбуждения			+			*	*					*							-	
128	Работа в режиме ограничения перегрузки по току ротора			+			*	*					*							-	
129	Режим с $cos\ \varphi = 1$ при неисправностях в преобразователях			+			*	*					*							-	
130	Работа возбуждения без АРВ			+			*	*					*							-	
131	Работа возбуждения без одной из групп вентилей или одного преобразователя			+			*	*					*							-	
132	Работа возбудителя при перегорании одного предохранителя в плече преобразователя			+			*	*					*							-	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
133	Работа возбудителя при перегорании двух (и более) предохранителей в плече преобразователя			+			*	*					*							-	
134	Режим отсутствия питания цепей управления (отключение автоматов, исчезновение напряжения)			+			*	*					*							-	
135	Неисправность цепей трансформаторов напряжения системы возбуждения			+			*	*					*							-	
136	Режим неуспешного начального пуска в системах самовозбуждения			+			*	*					*							-	
137	Повышение напряжения на статоре вспомогательного генератора			↑			↑	*					*							-	
138	Неисправность системы возбуждения			+		*		*					*							-	
Тепломеханические параметры системы возбуждения																					
139	Температура меди и стали статора возбудителя генератора			↑	+	*	↑	*					*							2°С	

А.2. Дополнительно к указанным параметрам могут контролироваться:

А.2.1. Для гидрогенераторов, имеющих тенденцию к повышенному износу изоляции обмотки статора, шин, перемычек, а также для новых или модернизированных машин, в целях дальнейшего перехода на ремонты по техническому состоянию, может быть предусмотрено измерение частичных разрядов (ЧР).

А.2.2. Решение об оснащении гидрогенераторов стационарными системами измерения ЧР, принимается на основании результатов технико-экономического анализа, и при наличии у производителя систем методик оценки состояния изоляции и локализации мест повреждения на основании данных о ЧР.

А.2.3. Результаты измерений интенсивности ЧР должны использоваться исключительно в целях дополнительной оценки состояния изоляции по мере накопления и анализа базы данных долговременных наблюдений. Не допускается принятие решений о технических воздействиях на гидрогенератор исключительно по результатам измерений ЧР, без проведения основных испытаний в соответствии с утвержденными объемами и нормами испытаний оборудования [1].

А.3. Должен быть обеспечен сбор информации от датчиков пульсации давления перед направляющим аппаратом, в отсасывающей трубе, в камере рабочего колеса в стационарных и переходных режимах (пуск, остановка, сброс нагрузки). Пульсации давления должны измеряться преобразователем класса точности не ниже 0,5.

А.4. Для гидротурбин, имеющих повышенный кавитационный износ элементов проточной части, должно быть предусмотрено измерение кавитационного шума.

Примечание:

Наличие повышенного кавитационного износа элементов проточной части выявляется в первоначальный период эксплуатации гидротурбинного оборудования. Решение о необходимости измерения кавитационного шума должно приниматься на основании результатов обследования.

А.5. Общие принципы измерения вибрации изложены в ГОСТ ИСО 10816-1, ГОСТ Р ИСО 7919-1.

А.5.1. Параметры вибрации должны вычисляться за представительный период времени измерения (не менее 10 периодов оборотной частоты гидроагрегата).

А.5.2. В качестве основной измеряемой величины абсолютной вибрации опорных конструкций для ГА с частотой вращения ротора до 300 об/мин используется виброперемещение в микрометрах (мкм). Если спектр содержит высокочастотные компоненты, то вместе с виброперемещением целесообразно проводить измерения виброскорости в миллиметрах в секунду (мм/с).

А.5.3. В качестве основного контролируемого параметра абсолютной вибрации, используется средний размах виброперемещения, оценка которого производится по нормам для низшей из частотных составляющих, как правило, оборотной частоты, а в качестве дополнительного параметра – среднее квадратическое значение виброперемещения в соответствии с ГОСТ 24346 (п.24).

А.5.4. Должно быть предусмотрено получение размахов спектральных составляющих вибрации.

П р и м е ч а н и е :

Количество получаемых спектральных составляющих вибрации определяется на стадии проектирования подсистемы мониторинга. Обычно контролируется оборотная составляющая и кратные частоты (по числу лопастей рабочего колеса, лопаток направляющего аппарата и пр.).

А.5.5. В качестве основной измеряемой величины относительной вибрации (биения) вала ГА используется виброперемещение в микрометрах (мкм), которая рассчитывается согласно требованиям Приложения В ГОСТ Р ИСО 7919-1.

А.5.6. Одновременно с биением должно измеряться смещение, т.е. средний зазор между датчиком биения вала и поверхностью измерения за представительный период времени измерения. Для исключения влияния локальных неровностей поверхности измерения рекомендуется производить фильтрацию сигнала.

П р и м е ч а н и е :

Состав и количество измеряемых параметров может увеличиваться для удовлетворения требованиям СТО 17330282.27.140.001-2006 к объему измерений, осуществляемых при периодическом контроле (в частности радиальная вибрация сердечника и корпуса статора гидрогенератора, вибрация лобовых частей и пр.).

Приложение Б

Требования к измерительным каналам и техническим параметрам аналоговых сигналов.

Все принимаемые аналоговые сигналы должны быть унифицированными. Перечень и характеристики входных аналоговых сигналов приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 - Технические параметры аналоговых сигналов

Наименование сигнала	**Технические характеристики сигналов и каналов ввода информации**	**Диапазон измерения**	**Значение сигнала**
Унифицированные токовые по ГОСТ 26.011	Входное сопротивление канала УСО не более 500 Ом	-	±5 мА
	Максимально допустимое сопротивление нагрузки датчиков и нормирующих преобразователей от 2000 до-2500 Ом	-	0-5 мА
	Входное сопротивление каналов ввода не более 250 Ом	-	±20 мА
	Максимально допустимое сопротивление нагрузки датчика и нормирующих преобразователей составляет от 1000 до 1500 Ом	-	0-20 мА 4-20 мА
Унифицированные напряжения по ГОСТ 26.011	Входное сопротивление канала	-	±5 В
	УСО не менее 10 кОм		0-5 В ±10 В
	Минимальное сопротивление нагрузки 2000 Ом		0-10 В
Термоэлектрические преобразователи по ГОСТ 6616 и ГОСТ Р 8.585	ХК (*L*)	от - 200 до + 600°С	0,07 мВ/°С
Термопреобразова-тели сопротивления по ГОСТ 6651	50 М 50 П	±50°С 0-50°С 0-100°С 0-200°С	-
	100 М 100 П	0-100°С 0-200°С 0-100°С	-
Фазные трансформаторы тока по ГОСТ 7746	Входная мощность нагрузки, не менее:	4 $I_н$ - длительная ТУ; 20 $I_н$ - ТУ 10 с;	0-1 А 0-5 А
	0,1 VA при $I_н$ = 1 А	100 $I_н$ - ТУ 1 с;	
	0,3 VA при $I_н$ = 5 А	250 $I_н$ - ТУ при импульсном воздействии длительностью не более 10 мс	
Фазные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983	Входная мощность нагрузки, не менее:	1,4 $U_н$ - длительная ТУ;	0-100 В
	0,25 VA	1,9 $U_н$ - ТУ 1 с	

Точность измерений устанавливается в соответствии с СТО РусГидро 02.01.059-2011.

Таблица Б.2 - Технические требования к измерительным каналам и датчикам, применяемых в целях мониторинга:

Измеряемый параметр	**Технические характеристики датчиков и измерительных каналов**	**Диапазон измерения**	**Суммарная погрешность**
Абсолютная вибрация опорных конструкций гидроагрегата	диапазон рабочих частот	от 0,8 до 200 Гц	не более ±10%
	диапазон измерения виброперемещений	от 5 до 500 мкм	
	диапазон выходного сигнала	-5 - +5 В или 4-20 мА	
	рабочий диапазон температур для датчика	от +5 °С до + 70°С	
	неравномерность АЧХ	не более 8 %	
	относительный коэффициент поперечного преобразования	не более 5%	
	относительная влажность воздуха	от 10 до 100%	
	атмосферное давление	от 630 до 795 мм.рт.ст	
	степень защиты от пыли и влаги для датчика	IP68	
	защита от высокочастотных ударных воздействий со стороны объекта, вибрация которого измеряется		
Относительная вибрация (биение вала, диска подпятника). Тип датчика - бесконтактный вихретоковый	диапазон рабочих частот	от 0 до 20 Гц	не более 0,05 мм
	диапазон измерения линейного перемещения	от 1,0 до 5,0 мм	
	диапазон выходного сигнала	-5+5В или 4-20 мА	
	рабочий диапазон температур для датчика	от 0 °С до +60 °С	
	установочный зазор	3,0 ± 0,5 мм	
	погрешность измерения, не более	5 %;	
	индукция внешнего магнитного поля	до 0,1 Тл	
	устойчивость к воздействию масла	100 %.	
	материал для вала в месте установки датчика биения вала у турбинного подшипника	нержавеющая сталь	
	степень защиты от пыли и влаги для датчика	IP68	
Абсолютная вибрация лобовых частей обмотки статора генератора.	диапазон рабочих частот	от 40 до 300 Гц	не более 2,0 %
	рабочий диапазон размаха виброперемещений	от 5 до 1000 мкм	
	рабочий диапазон температур для датчика	от +5 °С до +80 °С	

	допустимая индукция внешнего магнитного поля для датчиков, установленных на обмотке статора	0,3 Тл	
	допустимая индукция внешнего магнитного поля для стальных конструкций статора	0,1 Тл	
	неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот	10 %	
	масса датчика	не более 0,2 кг	
	относительная влажность воздуха	от 10 до 100%	
	атмосферное давление	от 360 до 795 мм.рт.ст	
Воздушный зазор между ротором и статором гидрогенератора. Тип датчика - ёмкостной.	диапазон рабочих частот	. от 0 до 1 кГц	не более 2,0 %
	ожидаемый немагнитный зазор	от 5 до 30 мм	
	диапазон измерений линейного перемещения	от 5 до 50мм	
	диапазон выходного сигнала.	-5 - +5 В или 4-20 мА	
	рабочая температура (для датчика)	от 0°С до 125°С	
	индукция магнитного поля (для датчика)	до 1,5 Тл	
	относительная влажность неконденсируемая	до 95%	
Величина магнитного потока между полюсами ротора и статором гидрогенератора:	диапазон рабочих частот	от 0 до 1 кГц;	не более 2,0 %
	индукция магнитного поля	до 1,5 Тл	
	диапазон выходного сигнала	-5 - +5 В или 4-20 мА	
	рабочая температура (для датчика)	от 0°С до 125°С	
	степень защиты от пыли и влаги для датчика	IP68	
Характеристика ЧР	чувствительность системы измерений	не более 10 мВ (5пКл)	не более 2,0 %
	диапазон измерений амплитуды импульса	от 10 до 105 мВ	
	временное разрешение при анализе однократных импульсов	10-7с	
Состояние стыков составного сердечника статора генератора	диапазон рабочих частот	от 50 до 150 (200) Гц	не более 2,0 %
	диапазон измерения виброперемещений	от 5 до 500 мкм	

	уровень выходного сигнала	-5 - +5 В или 4-20 мА	
	рабочий диапазон температур для датчика	от +5 °С до + 80°С	
	индукция внешнего магнитного поля	до 0,1 Тл	
	неравномерность АЧХ	не более 8%	
	относительный коэффициент поперечного преобразования	не более 5%	
	относительная влажность воздуха	до 100%	
	контроль осуществляется по результатам измерения в полосе частот	100±2Гц	
	степень защиты от пыли и влаги для датчика	IP68	
Измерение температуры полюсов ротора	диапазон рабочих частот (до 4-х измерений на полюс при номинальной скорости машины)	до 350Гц	не более 2ºС
	диапазон измерения	от 0 °С до 200°С	
	погрешность измерения	не более 2°С	
	диапазон выходного сигнала	-5 - +5 В или 4-20 мА	
	степень защиты от пыли и влаги для корпуса	IP68	
Измерение характеристик ЧР (PDA)	номинальная ёмкость	(80 ± 4) пФ	не более 2,0 %
	коэффициент рассеивания	0,10 %	
	ширина частотного диапазона	от 40 (-3дБ) до 350 МГц	
	диапазон рабочих температур	от –50 °С до +130 °С	

Таблица Б.3- Рабочие условия эксплуатации аппаратуры

Вид аппаратуры	Условия эксплуатации	Диапазон
Система в целом, за исключением датчиков.	температура окружающей среды	от 5ºС до 60ºС
	относительная влажность воздуха	от 30 % до 80%;
	атмосферное давление	от 630 до 795 мм рт.ст
	магнитная индукция внешнего переменного поля частотой 50 Гц	не более 0,5 мТл
Датчики температуры	температура окружающей среды	от 5ºС до 200ºС
	содержание масла в окружающей среде	от 0% до 100%.
	температура окружающей среды	от 5ºС до 70ºС

Датчики уровня, давления, расхода	содержание воды и масла в окружающей среде	от 0 % до 100%.
Выносные преобразователи	индукция внешнего магнитного поля.	до 0,1 Тл
	рабочий диапазон температур для датчика	от 5^{o}С до 70^{o}С
	относительная влажность воздуха	от 30% до 80%
Источники питания датчиков	напряжении питающей сети	от 187 до 242 В
	частоте питающей сети	от 45 до 55 Гц
	время пропадания напряжения питающей сети	до 20 мс

Библиография

[1] Объём и нормы испытаний электрооборудования, утверждаемые приказом Минэнерго России[1].

[1] До момента введения в действие нормативного правового акта «Объём и нормы испытаний электрооборудования», утверждаемого приказом Минэнерго России, следует применять РД 34.45-51.300-97. Объем и Нормы испытаний электрооборудования. Утверждены РАО «ЕЭС России» от 08.05.1997

УДК ОКС

Ключевые слова: гидрогенератор, гидротурбина, гидроэлектростанция, диагностирование, контроль, мониторинг, система.