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

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АРВ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ, САР ГИДРОТУРБИН И ГРАРМ ГЭС. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

СТО РусГидро 01.01.154-2025

Москва – 2025

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», правила применения Стандарта - ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о Стандарте

1 РАЗРАБОТАН	Акционерным обществом «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (АО «НТЦ ЕЭС»)
2 ВНЕСЕН	Департаментом технического регулирования, ПАО «РусГидро» по рекомендации Комиссии по техническому регулированию (протокол от 04.12.2024 № 59)
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	приказом ПАО «РусГидро» от 31.03.2025 №256
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, определения, сокращения 3
4 Общие положения 5
5 Требования к функционалу системы мониторинга 5
6 Требования к составу и характеристикам входных сигналов 12
7 Требования к составу и характеристикам выходных данных 13
8 Требования к интеграции системы мониторинга с АСУТП ГЭС 14
9 Требования к программному обеспечению системы мониторинга 16
10 Требования по обеспечению информационной безопасности 18
Список использованных источников 20
Приложение А. Перечень входных сигналов СМФ САР 21

Введение

Стандарт «Системы мониторинга функционирования АРВ гидрогенераторов, САР гидротурбин и ГРАРМ ГЭС. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с техническим заданием на выполнение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ по теме: «Разработка системы мониторинга функционирования систем автоматического регулирования ГА ГЭС» [1-4].

Настоящий Стандарт устанавливает требования к системам мониторинга функционирования систем автоматического регулирования (далее – СМФ САР).

Настоящий Стандарт направлен на унификацию вновь вводимых СМФ САР и устанавливает требования к функционалу, составу и характеристикам входных и выходных сигналов, интеграции системы мониторинга с АСУТП ГЭС и требования к программному обеспечению и обеспечению информационной безопасности.

1 Область применения

1.1. Требования настоящего Стандарта распространяются на проектируемые, вновь вводимые или модернизируемые СМФ САР генерирующего оборудования Группы РусГидро.

1.2. Требования настоящего Стандарта в части состава и характеристик входных данных, необходимых для функционирования СМФ САР, должны учитываться при введении вновь и модернизации АРВ и СВ, САУ ГА, ГРНРМ, ГРАМ, а также при введении вновь и модернизации автоматизированных систем управления технологическими процессами ГЭС Группы РусГидро.

1.3. При расхождении требований настоящего Стандарта с требованиями нормативной технической документации Группы РусГидро, выпущенной до его утверждения, необходимо руководствоваться требованиями Стандарта.

1.4. При введении в действие новых и (или) внесении изменений в действующие нормативные правовые акты Российской Федерации, требования которых отличаются от приведенных в настоящем Стандарте, следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в настоящий Стандарт соответствующих изменений.

1.5. Настоящий Стандарт не устанавливает требований к алгоритмам, заложенным в СМФ САР. Функционирование СМФ САР должно соответствовать общим принципам и целям, изложенным в настоящем Стандарте.

2 Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

IEEE Std C37.118.2-2011 Системы синхронизированных векторных измерений (IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems).

ГОСТ Р 59364-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования.

ГОСТ Р 59365-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования.

ГОСТ Р 59366-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования.

Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 98.

Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденные приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2.

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования».

ГОСТ Р 70661-2023 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций. Нормы и требования.

Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, утвержденные АО «СО ЕЭС» 29.04.2022. Техническая политика Группы РусГидро утверждена Советом директоров Общества (протокол Совета директоров ПАО «РусГидро» от 09.04.2020 № 307 в ред. протокола от 07.02.2024 № 368).

ГОСТ Р 56969-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Обеспечение согласованной работы централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций. Нормы и требования.

Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ, утвержденные ОАО «СО ЕЭС» в 2010 г.

Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды».

Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. 17330282.27.140.009-2008.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. 17330282.27.140.010-2008 (с учетом изменений и дополнений утв. приказом ОАО «РусГидро» и ОАО «УК ГидроОГК» от 06.07.2010 № 447/1п-66).

П р и м е ч а н и е : При пользовании настоящим 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, определения, сокращения

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

объект мониторинга: устройство автоматического регулирования, контроль за эксплуатационными параметрами которого осуществляет система мониторинга (АРВ гидрогенератора, САР гидротурбины, ГРАМ, ГРНРМ);

критерий: правило принятия решения системой мониторинга по оценке корректности функционирования объекта мониторинга; критерий определяет

допустимые пределы отклонений параметров, при выходе за которые система мониторинга должна сгенерировать сигнал о наличии нарушения или отсутствии нарушения;

окно мониторинга: интервал времени, на котором выполняется оценка корректности функционирования объекта мониторинга в соответствии с заданным критерием.

3.2. В настоящем Стандарте применены следующие сокращения:

АРВ	–	автоматический регулятор возбуждения
АРМ	–	автоматизированное рабочее место
АСУТП	–	автоматизированная система управления технологическим процессом
ВУ	–	верхний уровень
ГА	–	гидроагрегат
ГО	–	генерирующее оборудование
ГРАМ	–	групповой регулятор активной мощности
ГРАРМ	–	групповой регулятор активной и реактивной мощности
ГРНРМ	–	групповой регулятор напряжения и реактивной мощности
ГТП	–	группа точек поставки
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЗВМ	–	задание вторичной мощности
ИС	–	измерительная система
КИП	–	контрольно-измерительный прибор
КСВД	–	концентратор синхронизированных векторных данных
НПРЧ	–	нормированное первичное регулирование частоты
ОМВ	–	ограничитель минимального возбуждения
ОПРЧ	–	общее первичное регулирование частоты
РЗА	–	релейная защита и автоматика
САР	–	система автоматического регулирования
САУ	–	система автоматического управления
СВ	–	система возбуждения
СГ	–	синхронный генератор
СД	–	сильного действия
СМФ	–	система мониторинга функционирования
ТП	–	технологический процесс
ТСПД	–	технологическая сеть передачи данных
УВК ЦС(ЦКС) АРЧМ	–	управляющий вычислительный комплекс централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности или центральной

		координирующей системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности
УСВИ	–	устройство синхронизированных векторных измерений
ЭВМ	–	электронно-вычислительная машина
ЭГР	–	электрогидравлический регулятор или иное устройство автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов, обеспечивающее функцию управления положением регулирующих органов гидротурбины
API	–	Application Programming Interface

4 Общие положения

4.1. Для внедрения СМФ САР на ГЭС должно быть обеспечено получение информации об объектах мониторинга в необходимом количестве и качестве для обеспечения наблюдаемости их состояния и оценки корректности функционирования. Требования к составу и характеристикам входных сигналов приведены в разделе 6 настоящего Стандарта.

4.2. СМФ САР является информационной системой, не относится к управляющим системам.

5 Требования к функционалу системы мониторинга

5.1. СМФ САР должна являться программно-аппаратным комплексом, работающим в режиме протекания технологического процесса, оснащенным средствами сбора, обработки, хранения и отображения информации. СМФ САР должна использоваться для решения следующих задач:

– контроль корректности функционирования АРВ гидрогенератора, САР гидротурбины, ГРАМ и ГРНРМ ГЭС;

– оперативная оценка состояния объекта мониторинга в любой момент времени путем сопоставления измеренных и расчетных эксплуатационных параметров с соответствующими нормативными (допустимыми) значениями;

– оповещение персонала ГЭС о нарушениях функционирования объектов мониторинга;

– помощь персоналу ГЭС в принятии решений по модернизации и замене оборудования;

– предоставление вспомогательной информации о корректности функционировании объектов мониторинга в ходе расследований технологических нарушений;

– повышение эффективности, надежности и безопасности эксплуатации генерирующего оборудования ГЭС.

5.2. СМФ САР должна осуществлять следующие функции:

– сбор входных сигналов;

– параметрирование системы мониторинга под конкретный объект;

– обработка входных сигналов по заданным алгоритмам, реализующим критерии оценки корректности функционирования объекта мониторинга;

– формирование сигналов нарушения критериев контроля корректности функционирования объекта мониторинга;

– ведение журнала событий;

– регистрация и архивирование входных сигналов и выходных данных;

– отображение входных сигналов и выходных данных.

5.3. Для реализации функции сбора входных сигналов должны осуществляться:

– формирование единого массива входных сигналов, поступающих из различных источников;

– контроль (проверка) достоверности входных сигналов;

– привязка входных сигналов к метке единого времени.

5.4. Сигналы нарушения критериев контроля корректности функционирования должны формироваться на основе алгоритмов, предусмотренных для каждого из критериев. Алгоритмы должны быть надежными и точными, чтобы минимизировать ложные срабатывания и обеспечить корректное и своевременное реагирование системы на возможные нарушения в работе объекта мониторинга. В процессе работы СМФ САР должна выявлять источник некорректной работы (указывать на конкретное контролируемое устройство некорректная или неэффективная работа которого приводит к недопустимому изменению эксплуатационных параметров).

5.5. В СМФ САР должна быть реализована функция ведения журнала событий. Журнал должен содержать подробную информацию о всех событиях системы мониторинга, включая срабатывания пусковых факторов и возвраты пусковых факторов алгоритмов критериев, изменения состояния системы мониторинга, появления предупреждений и аварийных сигналов. Записи в журнале событий должны включать временные метки возникновения событий. Журнал событий должен быть доступен для просмотра персоналом ГЭС, а также храниться в файловом архиве СМФ САР для последующего анализа.

5.6. Файловый архив СМФ САР должен состоять из двух основных частей – линейный архив и аварийный архив. Линейный архив предназначен для сохранения входных сигналов и выходных данных в непрерывном режиме. Срок хранения файлов линейного архива должен быть не менее 90 календарных дней и должен быть настраиваемым. Во избежание переполнения памяти для файлов линейного архива должно быть предусмотрено автоматическое удаление файлов с истекшим сроком хранения. Аварийный архив предназначен для сохранения входных сигналов и выходных данных мониторинга в случаях появления срабатываний СМФ САР. Файлы аварийного архива должны содержать все необходимые данные интервала времени, на котором было зафиксировано срабатывание алгоритма критерия (должны сохраняться все данные окна мониторинга критерия, для которого произошло срабатывание). Интервал времени может быть расширен предыдущим и последующим периодами времени заданной продолжительности для целей анализа причин изменения входных сигналов.

5.7. Функция отображения входных сигналов и выходных данных СМФ САР должна быть реализована с использованием графического пользовательского интерфейса с возможностью просмотра текущих значений параметров входных и выходных данных. Обновление отображения входных сигналов и выходных данных должно осуществляться с периодичностью не более 1 с.

5.8. В таблице 1 приведен минимальный перечень нормативных требований, контроль соответствия объектов мониторинга которым должен быть реализован в СМФ САР. При необходимости данный перечень может быть расширен. Уточнение перечня производится при составлении технического задания на конкретный экземпляр СМФ САР.

Таблица 1 – Минимально необходимый перечень нормативных требований, контроль за соблюдением которых должен быть реализован в СМФ САР

№	Нормативное требование, подлежащее контролю СМФ САР	Нормативный документ	Примечание
Объект мониторинга: АРВ			
1	Контроль обеспечения АРВ демпфирования колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключающего самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме.	Требования к СВ и АРВ СД СГ, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 98 (пункт 15).	Необходимо контролировать участие АРВ в демпфировании колебаний во всех схемно-режимных условиях работы генерирующего оборудования.

№	Нормативное требование, подлежащее контролю СМФ САР	Нормативный документ	Примечание
2	Контроль обеспечения АРВ релейной форсировки возбуждения, обеспечивающей увеличение напряжения возбуждения синхронного генератора с максимально возможной скоростью до величины потолочного (предельного) напряжения системы возбуждения и имеющей настраиваемые параметры: напряжение ввода релейной форсировки возбуждения, напряжение снятия релейной форсировки возбуждения, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения.		Необходимо контролировать наличие повышение напряжения возбуждения при снижении напряжения на статоре генератора: достижение потолочного значения и своевременность повышения напряжения возбуждения (соответствие заданным в АРВ уставкам и величине кратности форсировки с учетом требований нормативно-технических документов).
			Необходимо контролировать уровень напряжения на статоре генератора в момент завершения релейной форсировки возбуждения.
3	Контроль обеспечения АРВ блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты с настраиваемой выдержкой времени на ввод и запретом работы блокировки при возникновении в энергосистеме синхронных колебаний.		Необходимо контролировать ввод блокировки каналов стабилизации при изменении частоты.
4	Контроль обеспечения АРВ устойчивой работы синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения.		Необходимо контролировать поддержание заданной границы ОМВ без длительных выходов реактивной мощности гидрогенератора за пределы данной границы.
5	Контроль обеспечения АРВ ограничения до двукратного значения тока ротора (для тиристорных систем возбуждения; для бесщеточных систем возбуждения, АРВ сильного действия которых имеют соответствующий ограничитель) при работе в электрической сети с выдержкой на ввод такого ограничения, задаваемой в диапазоне 0,1 до 0,6 секунд.		Необходимо контролировать работу АРВ при ограничении тока ротора на уровне двукратной величины (1 о.е. – ток ротора на полной номинальной нагрузке и номинальном напряжении на статоре) с учетом возможного действия релейной форсировки.
Объект мониторинга: САУ ГА			
6	Контроль автоматического режима работы систем автоматического управления мощностью генерирующего оборудования без вмешательства оперативного персонала ГЭС, препятствующего участию в ОПРЧ, за исключением случаев выхода мощности за допустимые при данном состоянии оборудования значения.	Требования к участию ГО в ОПРЧ, утвержденные приказом Минэнерго России 09.01.2019 №2 (пункт 13).	Необходимо контролировать отсутствие вмешательства оперативного персонала в первичное регулирование.

№	Нормативное требование, подлежащее контролю СМФ САР	Нормативный документ	Примечание
7	Контроль величины отклонения фактической мощности генерирующего оборудования от требуемой величины задания активной мощности в установившемся режиме.	Требования к участию ГО в ОПРЧ, утвержденные приказом Минэнерго России 09.01.2019 № 2 (пункт 18).	Необходимо контролировать требуемую точность поддержания мощности.
8	Контроль выполнения требований к Генерирующему оборудованию ГЭС (статические характеристики) по «мертвой полосе» и статизму первичного регулирования.	Требования к участию ГО в ОПРЧ, утвержденные приказом Минэнерго России 09.01.2019 № 2 (пункт 8).	Необходимо контролировать соответствие величины "мертвой полосы" и статизма требуемым значениям.
9	Контроль характера изменения активной мощности генерирующего оборудования в процессе первичного регулирования частоты.	Требования к участию ГО в ОПРЧ, утвержденные приказом Минэнерго России 09.01.2019 №2 (пункт 22).	Необходимо контролировать отсутствие колебательного процесса САУ ГА.
10	Контроль реализации требуемой первичной мощности в «следящем» за частотой режиме.	СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» (пункт 6.1.14).	Необходимо контролировать корректность реакции САУ ГА (изменение мощности) при изменении частоты.
11	Контроль обеспечения динамических характеристик ЭГР при работе в режиме «Мощность» и выдаче первичной мощности.	ГОСТ Р 70661-2023 (пункт 5.2.)	Необходимо контролировать величину первичной мощности в процессе ее изменения при выходе частоты за "мертвую полосу".
12	Контроль задержки при отработке задания от систем АРЧМ.	Технические требований к ГО участников оптового рынка (пункт 5.1).	Необходимо контролировать задержку изменения фактической мощности при изменении задания по мощности.
13	Контроль обеспечения резерва первичного регулирования на загрузки и разгрузку генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в НПРЧ.	СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» (пункт 6.3.3).	Необходимо контролировать величину резерва регулирования для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в НПРЧ.
14	Контроль обеспечения ЭГР автоматического ограничения минимальной и максимальной мощности ГА в соответствии с линиями ограничения мощности на эксплуатационной характеристике ГА или в соответствии с установленными технологическими ограничениями.	ГОСТ Р 70661-2023 (пункт 4.4).	Необходимо контролировать непересечение границ ограничений минимальной и максимальной мощности.
Объект мониторинга: ГРНРМ			

№	Нормативное требование, подлежащее контролю СМФ САР	Нормативный документ	Примечание
15	Контроль обеспечения системой ГРНРМ автоматического поддержания напряжения на шинах ГЭС и регулирования реактивной мощности с соблюдением заданного данной системой распределения реактивной мощности между агрегатами с учетом технологических ограничений режимных параметров генераторов.	СТО РусГидро 02.02.060-2011 (пункт 6.4.2)	Необходимо контролировать точность регулирования ГРНРМ. Необходимо контролировать отсутствие колебательного процесса ГРНРМ.
16	Контроль обеспечения автоматического перехода в режим астатического регулирования напряжения при достижении заранее заданных минимального или максимального уровней напряжения на шинах при регулировании реактивной мощности.	СТО РусГидро 02.02.060-2011 (пункт А.2.5)	Необходимо контролировать величину напряжения на шинах станции.
17	Контроль соответствия величины задания по напряжению каждого группового регулятора фактическому напряжению соответствующих шин / величины задания по реактивной мощности фактической суммарной реактивной мощности генераторов, подключенных к данным шинам, при вводе в работу подсистемы ГРНРМ.	РД 153-34.0-35.519-98 (пункт 2.2.6).	Необходимо контролировать величину напряжения / реактивной мощности при включении в работу ГРНРМ.
Объект мониторинга: ГРАМ			
18	Контроль величины отклонения фактической мощности от группового задания.	СТО РусГидро 02.02.060-2011 (пункт А.1.7).	Необходимо контролировать точность поддержания мощности ГЭС.
19	Контроль характера переходного процесса регулирования мощности.	СТО РусГидро 02.02.060-2011 (пункт А.20.1).	Необходимо контролировать отсутствие колебательного процесса ГРАМ.
20	Контроль автоматического уменьшения группового задания ГТП величину отключенной мощности при срабатывании устройства противоаварийной автоматики (ПА) на отключение генераторов, относящихся к данной ГТП, и блокировки ЗВМ.	СТО РусГидро 02.02.060-2011 (пункт 1.26.1).	Необходимо контролировать введение блокировки ГРАМ при действии ПА.
21	Контроль автоматической установки задания мощности равным фактической мощности ГЭС (данной ГТП) при вводе системы ГРАМ в работу, окончании действия УВ ПА (деблокировании ПА).	СТО РусГидро 02.02.060-2011 (пункт А.1.23).	Необходимо контролировать величину группового задания при деблокировке ПА.
22	Контроль распределения группового задания между гидроагрегатами, подключенными к ГРАМ, в пределах регулировочного диапазона ГА с учетом: индивидуальных технологических и оперативных	СТО РусГидро 02.02.060-2011 (пункт А.1.12) и ГОСТ Р 56969-2016 (пункт 6.1.4).	Необходимо контролировать функционирование в различных зонах работы ГА.

№	Нормативное требование, подлежащее контролю СМФ САР	Нормативный документ	Примечание
	ограничений по минимальной и максимальной мощности; наличия внутри регулировочного диапазона зон, работа в которых не рекомендована (ограничена) или запрещена требованиями эксплуатационной документации гидротурбин. Контроль автоматического перевода отдельных ГА через зоны нерекомендованной работы только для ГА, оснащенных средствами технологической автоматики и защитами, обеспечивающими выполнение всех ограничений, предусмотренных в эксплуатационной документации. При этом в ЦР ГРАМ ГЭС должны учитываться данные о границах этих зон, определенные в эксплуатационной документации на ГА.		
23	Контроль величины задержки в начале отработки задания от систем АРЧМ и темпа отработки задания вторичной мощности.	Технические требования к ГО участников оптового рынка (пункт 5.1).	Необходимо контролировать задержку изменения суммы заданий по мощности ГА при изменении ЗВМ.
24	Контроль отсутствия изменений группового задания при включении и отключении ЗВМ, включении и отключении предварительно централизованного и централизованного режима, блокировке ЗВМ.	СТО РусГидро 02.02.060-2011 (пункт А.1.16).	Необходимо контролировать изменение группового задания при автоматическом снятии блокировки ЗВМ.
25	Контроль блокировки изменения вторичного задания мощности ГЭС в сторону ограничения и выдачи соответствующего сообщения персоналу ГЭС и телесигналов блокировки вторичного регулирования на загрузку или разгрузку ГЭС в УВК ЦС(ЦКС) АРЧМ при достижении заданных оперативных ограничений диапазона вторичного регулирования ГЭС, технологических ограничений регулировочного диапазона или ограничений диапазона вторичного регулирования на всех ГА, подключенных к управлению ГРАМ ГЭС. Телесигнал блокировки автоматического вторичного регулирования на загрузку или разгрузку ГЭС должен передаваться из ЦР ГРАМ ГЭС в УВК непрерывно в	ГОСТ Р 56969-2016 (пункт 6.1.7).	Необходимо контролировать сигнализацию при непредоставлении диапазона вторичного регулирования мощности.

№	Нормативное требование, подлежащее контролю СМФ САР	Нормативный документ	Примечание
	течение всего времени существования ограничений.		

6 Требования к составу и характеристикам входных сигналов

6.1. Перечень входных сигналов СМФ САР, которые могут быть использованы для построения алгоритмов СМФ САР, представлен в Приложении А к настоящему Стандарту. Перечень входных сигналов конкретизируется при составлении технического задания на конкретный экземпляр СМФ САР и определяется алгоритмами критериев, реализованных в СМФ САР.

6.2. Сбор входных сигналов должен быть выполнен с использованием устройства, обеспечивающего функционал агрегирования данных (объединения входных сигналов из нескольких источников в единую, упорядоченную и согласованную форму для дальнейшего анализа и обработки – агрегированного кадра данных). В процессе формирования агрегированного кадра данных должна выполнятся установка единой метки времени. В случае, если для цели агрегирования данных используется концентратор синхронизированных векторных данных (КСВД), то это устройство должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 59366.

6.3. Передача в СМФ САР входных сигналов должна осуществляться от внутренних измерительных систем объектов мониторинга и (или) других внешних измерительных систем.

6.4. Телеизмерения и телесигнализация должны содержать метки всемирного координированного времени, предусмотренные используемыми протоколами передачи данных. Должна быть обеспечена передача меток с низовых устройств (измерительных преобразователях, блоках ввода ТС и пр.). Синхронизация должна быть осуществлена от станционной СОЕВ с использованием ТСПД по протоколам, работающим по сети «Ethernet» (SNTP, NTP, PTPv2). Точность синхронизации должна быть не хуже 1 мс.

6.5. СМФ САР должна обеспечивать возможность эмуляции входных сигналов средствами программного обеспечения СМФ САР для цели проверки работы системы и исключения необходимости передачи входных сигналов, которые на конкретном объекте мониторинга заведомо имеют постоянное (неизменное) значение.

6.6. Сбор входных сигналов, и передача входных сигналов в программное обеспечение алгоритмов СМФ САР должны осуществляться с периодом 20 мс.

6.7. Обновление значений входных сигналов, используемых СМФ САР в алгоритмах контроля АРВ, должно осуществляться с периодом 20 мс.

6.8. Обновление значений входных сигналов, используемых СМФ САР в алгоритмах контроля САУ ГА, ГРАМ, ГРНРМ, должно осуществляться с периодом, равным периоду обновления сигналов в контроллерах соответствующих устройств. В случае использования для отдельных аналоговых сигналов аналогово-цифровых преобразователей, обновление выходных значений этих преобразователей должно осуществляться с минимально возможным периодом, но не более 1 с.

6.9. Для входных сигналов с периодом обновления, превышающим период обновления сигналов с наименьшим значением данного параметра, в процессе формирования агрегированного кадра данных должна быть предусмотрена процедура воспроизведения последнего полученного значения.

6.10. Передача входных сигналов в алгоритмическую часть СМФ САР должна осуществляться агрегированным кадром данных.

6.11. Контроль достоверности получаемых входных сигналов, должен осуществляться программным обеспечением алгоритмов СМФ САР на основании соответствующих флагов качества, меток времени и контрольной суммы, содержащихся в агрегированном кадре данных.

6.12. Метрологические характеристики КИП, используемых в составе АРВ, САУ ГА и (или) верхнего уровня АСУТП, а также метрологические характеристики и других измерительных систем должны соответствовать требованиям, предъявляемым для соответствующих устройств. В случае, если для получения входных сигналов СМФ САР используются устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ), то эти устройства должны соответствовать ГОСТ Р 59365.

7 Требования к составу и характеристикам выходных данных

7.1. Выходных данные СМФ САР должны содержать следующую информацию:

– признаки нарушения критериев оценки корректности функционирования объекта мониторинга;

– диагностическая данные;

– расчетные переменные алгоритмов критериев.

7.2. Выходные данные СМФ САР должны иметь период обновления не более 1 с.

7.3. Появление признака некорректного функционирования объекта мониторинга должно квалифицироваться и регистрироваться как событие при выполнении функции записи входных и выходных данных в аварийном архиве.

7.4. Диагностические данные должны содержать информацию о состоянии функционирования алгоритмов критериев, включая информацию о нормальном функционировании критерия, выводе критерия из работы или нарушении его функционирования. В случаях нарушений функционирования критерия диагностические данные должны содержать информацию о причине нарушения, например, наличии некорректных параметров настройки СМФ САР или наличии недостоверной измерительной информации.

7.5. Расчетные переменные должны быть предназначены для анализа причин срабатывания или отсутствия срабатывания СМФ САР. Они должны включать данные для анализа работы объектов мониторинга и анализа функционирования СМФ САР, такие как текущие значения параметров, границы допустимых значений, время срабатывания и другие связанные показатели. Эти данные должны быть сформированы системой мониторинга в ходе выполнения алгоритмов критериев. Расчетные переменные должны быть доступны для последующего анализа и диагностики, позволяя выявлять и устранять причины срабатывания или отсутствия срабатывания СМФ САР. При необходимости расчетные переменные могут быть интегрированы с системой ведения журнала событий и архивирования данных для обеспечения полной информацией при расследовании технологических нарушений и анализе корректности функционирования объектов мониторинга.

8 Требования к интеграции системы мониторинга с АСУТП ГЭС

8.1. Интеграция СМФ САР с АСУТП ГЭС должна соответствовать требованиям Технической политики Группы РусГидро. Приоритетным способом интеграции является реализация СМФ САР в инфраструктуре верхнего уровня АСУТП. Альтернативный способ реализации СМФ САР на объекте допускается только в случае отдельного согласования технического решения с Департаментом информационных технологий Общества.

8.2. Доступ к программному обеспечению СМФ САР и архивной информации системы мониторинга рекомендуется реализовывать с использованием одного из следующих способов:

– удаленный рабочий стол от АРМ к ЭВМ СМФ САР;

– передача данных от ЭВМ СМФ САР к АСУТП ГЭС по ТСПД с использованием стандартного протокола передачи данных (МЭК 60870-5-104, МЭК 61850 MMS, IEEE C 37.118);

– интеграция программного обеспечения, реализующего алгоритмическую часть СМФ САР, в программное обеспечение АСУТП.

8.3. Для цели интеграции СМФ САР в АСУТП оборудование системы мониторинга, включая датчики, контроллеры и интерфейсные устройства, должно быть совместимо с оборудованием АСУТП, установленным на ГЭС.

8.4. Интеграция СМФ САР в АСУТП должна осуществляться непосредственно через ТСПД АСУТП по протоколам в соответствии с Технической политикой Группы РусГидро. При невозможности реализации интеграции указанным способом, по согласованию с заказчиком допускается использование шлюзов и преобразователей протоколов. Шлюзы и преобразователи должны быть гибкими в настройке, чтобы адаптироваться к изменяющимся требованиям системы и новым протоколам, а также обладать высокой надежностью и отказоустойчивостью для работы в промышленных условиях.

8.5. В случае интеграции программного обеспечения, реализующего алгоритмическую часть СМФ САР в программное обеспечение АСУТП, должны быть реализованы требования, перечисленные в п. 8.6 – 8.8.

8.6. Пользовательский графический интерфейс СМФ САР должен быть интегрирован с графическими интерфейсами АСУТП, обеспечивая единое рабочее пространство для операторов и технического персонала.

8.7. Должна быть выполнена синхронизация журналов событий и данных между системой мониторинга и АСУТП ГЭС для обеспечения единой событийной шкалы и улучшения восприятия различных информационных сообщений.

8.8. В АСУТП ГЭС должна быть реализована функция автоматического формирования отчетных материалов, графиков, протоколов с результатами работы СМФ САР.

9 Требования к программному обеспечению системы мониторинга

9.1. Прикладное программное обеспечение СМФ САР должно быть включено в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных Минкомсвязи России (https://reestr.minsvyaz.ru/reestr/).

9.2. Программное обеспечение СМФ САР должно обеспечивать надежное и эффективное функционирование системы в целом, должно иметь гибкость в настройке, применительно к объекту мониторинга (составу и характеристикам контролируемых объектов мониторинга).

9.3. В случае потери электропитания и его последующего восстановления должен быть реализован механизм автоматического восстановления работы программного обеспечения СМФ САР.

9.4. Программное обеспечение СМФ САР должно эффективно управлять использованием памяти и процессорного времени. Это включает оптимизацию работы с оперативной памятью и процессорными ресурсами для обеспечения высокой производительности системы мониторинга. Эффективное управление памятью и процессорным временем должно обеспечивать минимизацию потребления ресурсов, улучшать скорость обработки данных и отзывчивость системы при минимальном воздействии на работу других приложений.

9.5. В программных компонентах СМФ САР должна быть осуществлена обработка ошибок и исключений для обеспечения надежного функционирования программного обеспечения.

9.6. Алгоритмическая часть СМФ САР должна представлять собой отдельный подключаемый программный модуль и соответствующий программный интерфейс (API) для возможности использования алгоритмов СМФ САР в стороннем программном обеспечении, допускается интегрирование программного модуля алгоритмов СМФ САР в программное обеспечение КСВД, а также развертывание программного обеспечения СМФ САР в системе виртуализации.

9.7. Построение программного обеспечения СМФ САР должно быть выполнено с учетом общих принципов разработки программного обеспечения, указанных в п. 9.8 - 9.15 настоящего Стандарта.

9.8. Принцип достаточности

При построении системы мониторинга следует использовать минимально необходимое число процедур обработки входных сигналов

(обнаружения, фильтрации, линеаризации, коррекции, изменения характеристик и т. д.).

9.9. Принцип информационной полноты

Совокупность диагностических признаков, используемых в системе мониторинга, должна обеспечивать хорошую обусловленность обратной физической задачи обнаружения всех нарушений в функционировании, характерных для объекта мониторинга.

9.10. Принцип инвариантности

Выбираемые диагностические признаки должны быть инвариантны к конструкции диагностируемого оборудования и форме корреляции с его ошибками функционирования, что обеспечивает применение стандартных процедур анализа и, соответственно, уменьшает время разработки и внедрения систем мониторинга.

9.12. Принцип самодиагностики

Данный принцип может быть реализован возможностью подачи в измерительные каналы системы мониторинга специальных тестовых сигналов с последующим анализом их на выходе каналов. Таким образом проверяют функционирование всего тракта системы мониторинга от измерительных датчиков до пользовательского интерфейса программного обеспечения. Реализация данного принципа обеспечивает легкий пуск систем в эксплуатацию, простоту обслуживания и ремонта отдельных каналов, удобство в адаптации системы мониторинга к изменяющимся условиям эксплуатации.

9.13. Принцип коррекции

Для обеспечения необходимых характеристик системы мониторинга неидеальность измерительных трактов (нелинейность, отклонение реальных передаточных характеристик фильтров от номинальных, наличие шумов и т.п.) должна быть компенсирована вычислительными методами алгоритмов критериев.

9.14. Принцип дружественности интерфейса при максимальной информационной емкости

Интерфейс системы мониторинга должен обеспечивать быстрое и легкое восприятие оператором информации. Для реализации данного принципа используют пользовательский графический интерфейс для удобной визуализации входной и выходной информации системы мониторинга.

9.15. Принцип многоуровневой квалификации

Система мониторинга должна предусматривать возможность работы с ней специалистов разных уровней квалификации и ответственности. Например, операторы системы должны иметь возможность осуществления

базовых операций просмотра срабатываний и диагностических сообщений системы, администраторы должны иметь возможность конфигурирования и изменения настроек системы, а технические специалисты – подробно анализировать результаты работы.

10 Требования по обеспечению информационной безопасности

10.1. СМФ САР является системой сбора и анализа входных сигналов, не оказывающей управляющих воздействий на технологический процесс ГЭС. В связи с функциональной направленностью, СМФ САР не является объектом критической информационной инфраструктуры. Специальные меры по обеспечению защиты информации для СМФ САР не требуются. Пункты настоящего раздела носят общий рекомендательный характер.

10.2. Программное обеспечение СМФ САР должно быть защищено от несанкционированного доступа стандартными средствами безопасности, предоставляемыми на уровне операционной системы серверов, автоматизированных рабочих мест, при помощи имен и паролей на право входа в сеть и систему.

10.3. Внесение изменений в программное обеспечение СМФ САР должно выполняться в режиме санкционированного доступа с регистрацией времени доступа и имени (идентификатора) пользователя, получившего такой доступ.

10.4. Права доступа и обязанности каждого пользователя СМФ САР на уровень приложений прикладного программного обеспечения определяются в соответствии с должностными инструкциями пользователей и реализуются путем задания для каждого пользователя соответствующих уровней доступа по группам операций.

10.5. Все пользователи должны проходить аутентификацию перед получением доступа к СМФ САР.

10.6. Для учетных записей пользователей должны быть установлены надежные пароли.

10.7. Обеспечение ограниченного доступа к серверам и другому оборудованию АСУТП ГЭС должно осуществляться специальными программными продуктами, направленными на осуществление информационной безопасности. Эти продукты должны обеспечивать контроль доступа на различных уровнях, включая аутентификацию пользователей, управление привилегиями и мониторинг действий пользователей, чтобы предотвратить несанкционированный доступ и улучшить общую защиту системы.

10.8. В ходе эксплуатации необходимо осуществлять регулярное обновление программного обеспечения и компонентов информационной безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Разработка методики оценки корректности функционирования САР ГА и ГРАРМ ГЭС и технологии мониторинга. Разработка предложений по технической реализации технологии мониторинга функционирования САР ГА и ГРАРМ ГЭС. Часть 1: Методика оценки корректности функционирования САР ГА ГЭС и технология мониторинга. Отчет АО «НТЦ ЕЭС». Инв. №1651-КТ/1. СПб, 2020.
2. Разработка методики оценки корректности функционирования САР ГА и ГРАРМ ГЭС и технологии мониторинга. Разработка предложений по технической реализации технологии мониторинга функционирования САР ГА и ГРАРМ ГЭС. Часть 2: Предложения по технической реализации технологии мониторинга функционирования САР ГА ГЭС. Отчет АО «НТЦ ЕЭС». Инв. №1651-КТ/2. СПб, 2020.
3. Разработка и реализация на ЦАФК АО «НТЦ ЕЭС» макета системы мониторинга САР ГА ГЭС. Отработка методических и технических решений по организации системы мониторинга САР ГА ГЭС на реализованном макете. Отчет АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление». Инв. №1770-КТ. СПб, 2021.
4. Разработка пилотного проекта системы мониторинга САР ГА и ГРАМ ГЭС, включая размещение анализирующего устройства системы мониторинга. Отчет АО «НТЦ ЕЭС». СПб, 2022.

ПРИЛОЖЕНИЕ А.
ПЕРЕЧЕНЬ ВХОДНЫХ СИГНАЛОВ СМФ САР

№	Наименование	Ед.изм.	Источник получения сигнала	Способ передачи
Ошибка! Не указана последовательность.	Напряжение статора генератора	кВ	УСВИ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Активная мощность генератора	МВт	УСВИ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Реактивная мощность генератора	Мвар	УСВИ	цифровой
Ошибка! Не указана последо	Напряжение возбуждения генератора	В	УСВИ	цифровой

вательность.				
Ошибка! Не указана последовательность.	Ток ротора	А	УСВИ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Частота напряжения статора генератора	Гц	УСВИ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Дискретный сигнал состояния группы ГРНРМ (0-отключена, 1-включена)	-	ГРНРМ	цифровой
Ошибка! Не указана последо	Сигнал признака работы ГА под ГРНРМ (с указанием номера группы)	-	ГРНРМ	цифровой

вательность.				
Ошибка! Не указана последовательность.	Задание по напряжению АРВ (или управляющий сигнал ГРНРМ)	о.е.	АРВ/ГРНРМ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Дискретный сигнал режима регулирования группы ГРНРМ (0-режим регулирования реактивной мощности, 1-режим регулирования напряжения)	-	ГРНРМ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Задание по напряжению группы	кВ	ГРНРМ	цифровой
Ошибка! Не указана	Фактическое напряжение в точке регулирования группы	кВ	ГРНРМ	цифровой

последовательность.				
Ошибка! Не указана последовательность.	Задание по реактивной мощности группы	Мвар	ГРНРМ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Фактическая реактивная мощность группы	Мвар	ГРНРМ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Нижняя граница регулировочного диапазона группы ГРНРМ	Мвар	ГНРМ	цифровой
Ошибка! Не указ	Верхняя граница регулировочного диапазона группы ГРНРМ	Мвар	ГРНРМ	цифровой

ана пос ледо вате льн ость .				
Ош ибк а! Не указ ана пос ледо вате льн ость .	Сигнал признака работы ГА под ГРАМ - индивидуальное, групповое (с указанием номера группы)	-	ГРАМ	цифровой
Ош ибк а! Не указ ана пос ледо вате льн ость .	Сигнал признака работы САУ ГА в режиме мощность с коррекцией по частоте	-	САУ ГА	цифровой
Ош ибк а! Не указ ана пос ледо вате льн ость .	Задание по мощности САУ ГА	МВт	САУ ГА	цифровой
Ош ибк а! Не указ	Значение максимальной мощности ГА, ограничивающей первичное регулирование	МВт	САУ ГА	цифровой

ана пос ледо вате льн ость .				
Ош ибк а! Не указ ана пос ледо вате льн ость .	Значение минимальной мощности ГА, ограничивающей первичное регулирование	МВт	САУ ГА	цифровой
Ош ибк а! Не указ ана пос ледо вате льн ость .	Значение минимальной границы зоны ограниченной работы ГА	МВт	САУ ГА	цифровой
Ош ибк а! Не указ ана пос ледо вате льн ость .	Значение максимальной границы зоны ограниченной работы ГА	МВт	САУ ГА	цифровой
Ош ибк а! Не указ	Значение минимальной границы зоны нерекомендованной работы ГА	МВт	САУ ГА	цифровой

ана пос ледо вате льн ость .				
Ош ибк а! Не указ ана пос ледо вате льн ость .	Значение максимальной границы зоны нерекомендованной работы ГА	МВт	САУ ГА	цифровой
Ош ибк а! Не указ ана пос ледо вате льн ость .	Значение минимальной границы технологического ограничения ГА	МВт	САУ ГА	цифровой
Ош ибк а! Не указ ана пос ледо вате льн ость .	Значение максимальной границы технологического ограничения ГА	МВт	САУ ГА	цифровой
Ош ибк а! Не	Значение минимальной границы оперативного ограничения ГА	МВт	САУ ГА	цифровой

указана последовательность.				
Ошибка! Не указана последовательность.	Значение максимальной границы оперативного ограничения ГА	МВт	САУ ГА	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Дискретный сигнал положения генераторного выключателя (1 - включен, 0 - отключен)	-	ГРАМ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Дискретный сигнал признака нахождения ГА в режиме синхронного компенсатора (1 - режим синхронного компенсатора, 0 - режим синхронного генератора)	-	ГРАМ	цифровой
Ошибк	Задание по мощности группы ГРАМ	МВт	ГРАМ	цифровой

а! Не указана последовательность.				
Ошибка! Не указана последовательность.	Дискретный сигнал действия ПА, учитывающийся в ГРАМ (1 - действие ПА, 0 - отсутствие действия ПА)	-	ГРАМ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Дискретный сигнал блокировки ГРАМ при действии ПА (1 - блокировка ГРАМ, 0 - отсутствие блокировки ГРАМ)	-	ГРАМ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Выходной сигнал ЗВМ	МВт	ГРАМ	цифровой
Ошибк	Дискретный сигнал блокировки ЗВМ (1 - блокировка ЗВМ, 0 - отсутствие	-	ГРАМ	цифровой

а! Не указана последовательность.	блокировки ЗВМ)			
Ошибка! Не указана последовательность.	Значение верхней границы диапазона вторичного регулирования	МВт	ГРАМ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Значение нижней границы диапазона вторичного регулирования	МВт	ГРАМ	цифровой
Ошибка! Не указана последовательность.	Дискретный сигнал ГРАМ об отсутствии резерва вторичного регулирования (1 - отсутствие резерва, 0 - наличие резерва)	-	ГРАМ	цифровой