
ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-
29.240.35.270-2019**

**Автоматизированная система мониторинга и технического
диагностирования КРУЭ. Общие технические требования**

Стандарт организации

Дата введения: 04.07.2019

ПАО «ФСК ЕЭС»
2019

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»; общие положения при разработке и применении стандартов организации – в ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

- 1 РАЗРАБОТАН: ООО «Интер РАО - Инжиниринг», АО «НТЦ ФСК ЕЭС»,
Филиал АО «НТЦ ФСК ЕЭС» - СибНИИЭ.
- 2 ВНЕСЕН: Департаментом инновационного развития.
- 3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ:
Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 04.07.2019 № 208.
- 4 ВВЕДЕН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А,
электронной почтой по адресу: vaga-na@fsk-ees.ru.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «ФСК ЕЭС».

Содержание

Введение.....	4
1 Назначение и область применения АСМД КРУЭ	4
2 Нормативные ссылки.....	4
3 Термины, определения, обозначения и сокращения	6
3.1 Термины и определения	6
3.2 Обозначения и сокращения.....	9
4 Функции АСМД.....	11
5 Состав КРУЭ и структура АСМД	12
5.1 Состав КРУЭ.....	12
5.2 Структура АСМД.....	12
5.3 Первый уровень ПТК АСМД.....	13
5.4 Второй уровень ПТК АСМД.....	16
5.5 Третий уровень ПТК АСМД.....	16
6 Требования к ПТК АСМД.....	18
6.1 Общие требования к ПТК	18
6.2 Надежность ПТК	19
6.3 Электромагнитная совместимость ПТК.....	20
6.4 Условия эксплуатации КТС АСМД.....	20
6.5 Требования безопасности КТС АСМД.....	21
7 Математическое обеспечение АСМД.....	21
7.1 Общие требования.....	21
7.2 Требования к функциональности ПО	21
7.3 Защита информации КТС АСМД.....	23
8 Реализация третьего уровня АСМД.....	24
9 Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение АСМД.....	24
9.1 Общие требования к ТО	24
9.2 Требования к МО АСМД	25
9.2.1 Общие требования	25
9.2.2 Требования к МО датчиков первого уровня.....	25
9.2.3 Требования к МО технических средств второго уровня.....	25
9.3 Требования к МО технических средств третьего уровня	26
10 Комплект поставки АСМД.....	26
11 Гарантийный срок эксплуатации КТС АСМД.....	26
12 Документация к АСМД.....	26
13 Обучение персонала.....	27
14 Хранение и транспортировка КТС АСМД	27
Приложение А.....	28
Приложение Б	30
Приложение В.....	31
Приложение Г	32
Библиография	37

Введение

Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования (АСМД) является составной частью технического обслуживания высоковольтного оборудования, заключающейся в контроле технического состояния комплектных распределительных устройств в металлической оболочке с элегазовой изоляцией (КРУЭ) под рабочим напряжением.

1 Назначение и область применения АСМД КРУЭ

КРУЭ является сложным техническим комплексом, содержащим большую группу устройств, от каждого из которых и их взаимосвязи зависит его надежность. Основной задачей технического диагностирования КРУЭ является обеспечение безопасности, функциональной надёжности и эффективности работы данного вида оборудования, а также сокращение затрат на его техническое обслуживание и уменьшение потерь от простоев в результате отказов и преждевременных выводов в ремонт.

Приборы и устройства диагностирования технического состояния КРУЭ должны обеспечивать автоматический периодический контроль измеряемых и расчетных диагностических параметров элементов КРУЭ, отражающих степень опасности возникающих в элементах КРУЭ дефектов, и уведомлять оперативный персонал о необходимости устранения дефекта.

Локальное выявление дефектов оборудования на ранней стадии их возникновения, прогнозирование состояния отдельных элементов по изменению диагностических параметров и характеристик выводит на совершенно новый уровень эксплуатацию высоковольтного оборудования и при этом существенно повышает надежность работы КРУЭ, исключая ошибочные действия оперативного персонала и оценивая техническое состояние КРУЭ по большому комплексу диагностических параметров.

Настоящий стандарт распространяется на АСМД КРУЭ, предназначенные для работы при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц на номинальные напряжения 110-750 кВ.

Стандарт должен применяться на всех этапах жизненного цикла АСМД КРУЭ:

- проектирование;
- строительно-монтажные и наладочные работы;
- ввод в эксплуатацию;
- эксплуатация.

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением № 1).

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности (с Изменениями № 1 – 4).

ГОСТ 27.002-15 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем (с Изменением № 1).

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ 14254-15 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP).

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями № 1 – 5).

ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам (с Изменениями № 1 – 2).

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.

ГОСТ 30804.4.2-13 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 30804.4.4-13 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 30804.4.11-13 (IEC 61000-4-11:2004) / [ГОСТ Р 51317.4.11-2007 (МЭК 61000-4-11:2004)] Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 30805.22-13 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений.

ГОСТ 30848-03 (ISO 13380:2002) Диагностирование машин по рабочим характеристикам. Общие положения.

ГОСТ IEC 61000-4-12-16 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-12. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне.

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51725.6-02 Каталогизация продукции для федеральных государственных нужд. Сети телекоммуникационные и базы данных. Требования информационной безопасности.

ГОСТ Р 54426-11 (МЭК 60480:2004) Руководство по проверке и обработке элегаза (SF(6)), взятого из электрооборудования, и технические требования к его повторному использованию.

ГОСТ Р 54828-11 Комплектные распределительные устройства в металлической оболочке с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Общие технические условия.

ГОСТ Р 55191-12 Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины с соответствующими определениями:

Аварийное состояние КРУЭ: состояние КРУЭ, при котором оно не может выполнять заданные функции.

Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования: система непрерывного (с устанавливаемой периодичностью) измерения, регистрации, преобразования и отображения основных диагностических параметров в нормальных, предаварийных и аварийных режимах с целью их анализа для определения технического состояния.

Ввод (модуль) «воздух-элегаз»: конструктивное исполнение соединения конечного фидерного элемента КРУЭ с воздушной линией электропередачи.

Ввод (модуль) «кабель-элегаз»: конструктивное исполнение соединения конечного фидерного элемента КРУЭ с кабельной линией.

Ввод (модуль) «масло-элегаз»: конструктивное исполнение соединения конечного фидерного элемента КРУЭ с масляным трансформатором.

Внутренняя изоляция: твердая, газообразная изоляция (или их комбинация) внутренних частей КРУЭ, не подвергающаяся непосредственному влиянию атмосферных и других внешних факторов

(загрязнение, увлажнение и пр.).

Внешняя изоляция: воздушные промежутки и поверхность твердой изоляции КРУЭ, находящиеся в атмосферном воздухе и подвергающиеся влиянию атмосферных и других внешних факторов.

Газоизолированный отсек: полностью герметизированная часть КРУЭ, доступная для соединения со смежными частями КРУЭ и управления.

Герметичный опорный изолятор: опорный изолятор, отделяющий один газоизолированный отсек от других отсеков КРУЭ.

Главная токоведущая цепь: все первичные токопроводящие части КРУЭ.

Диагностические параметры: доступные для измерения информативные физические величины, связанные с параметрами технических характеристик контролируемых элементов КРУЭ.

Диапазон измерений: множество значений величин одного рода, которые могут быть измерены данным СИ с указанной инструментальной неопределенностью или указанными показателями точности при определенных условиях.

Диапазон показаний: область значений шкалы измерительного прибора, ограниченная начальным и конечным значениями шкалы.

Зона обслуживания КРУЭ: пространство вокруг КРУЭ, включая коридоры управления и обслуживания, необходимое для обслуживания электрооборудования и элементов КРУЭ.

Измерение: совокупность операций при применении технического средства, хранящего единицу величины, обеспечивающего нахождение соотношения измеряемой величины с ее единицей в явном или неявном виде и получение значения этой величины.

Измерительный канал: конструктивно или функционально выделяемая часть измерительной системы, выполняющая законченную функцию от восприятия измеряемой величины до получения результата ее измерений, выражаемого числом или соответствующим ему кодом, или до получения аналогового сигнала, один из параметров которого – функция измеряемой величины. Измерительный канал обладает основными признаками средства измерений и является их разновидностью.

Измерительный цикл, $t_{и}$: время одного цикла измерения всех диагностических параметров.

Климатическое исполнение и категория размещения: совокупность требований к конструкции КРУЭ в части воздействия климатических факторов внешней среды и их номинальных значений для эксплуатации, транспортировки и хранения в пределах данной географической зоны.

КРУЭ: комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией в металлической оболочке, в которой для изоляции, по меньшей мере частичной, используется шестифтористая сера, SF_6 (элегаз) или смесь

элегаза с другим газом (азотом или хладоном).

Методика (метод) измерений: совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности.

Метрологическое обеспечение: установление или применение научных и организационных основ, технических средств, правил и норм, необходимых для достижения единства требуемой точности измерений.

Мониторинг: непрерывное, или с устанавливаемой периодичностью, измерение параметров объекта.

Наработка: продолжительность работы или объем выполненных операций КРУЭ (ГОСТ 27.002).

Неисправное (предаварийное) техническое состояние КРУЭ: техническое состояние КРУЭ, при котором оно не соответствует хотя бы одному из требований НТД, но обеспечивающее способность выполнять заданные функции.

Номинальный ток элементов КРУЭ, А: действующее значение тока, указанное изготовителем КРУЭ, при котором допустимая по условиям нагрева длительная работа токоведущих элементов главной цепи, является исходной для расчета их нагрева. Номинальный ток сборных шин КРУЭ может отличаться от номинального тока других элементов главной цепи.

Оболочка КРУЭ: часть КРУЭ, содержащая элегаз в предписанных условиях, необходимых для безопасного поддержания нормированного уровня изоляции, защищающая оборудование от внешних воздействий и обеспечивающая высокую степень защиты персонала, и подлежащая заземлению.

Опорный изолятор: внутренний изолятор, поддерживающий один или более проводников.

Погрешность СИ: разность между показанием средства измерений и известным опорным (действительным) значением величины.

Предел допускаемой погрешности СИ: наибольшее значение погрешности средства измерений (без учета знака), устанавливаемое нормативным документом для данного типа СИ, при котором оно еще признается метрологически исправным.

Предельное (ухудшенное) техническое состояние КРУЭ: состояние КРУЭ, при котором значение хотя бы одного диагностического параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, приблизилось к предельному значению, установленному НТД.

Ресурс: суммарная наработка КРУЭ от начала его эксплуатации или её возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

Средство измерений, СИ: техническое средство, которое предназначено для измерений и имеющее нормированные (установленные) метрологические характеристики.

Старение изоляции: ухудшение свойств изоляции в результате

внешних воздействий.

Тип средства измерений: совокупность средств измерений одного и того же назначения, основанных на одном и том же принципе действия, имеющих одинаковую конструкцию и изготовленных по одной и той же технической документации.

Техническая диагностика (диагностика): область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния элементов КРУЭ.

Техническое диагностирование (диагностирование): определение технического состояния элементов КРУЭ.

Удовлетворительное техническое состояние КРУЭ: состояние КРУЭ, описываемого значениями диагностических параметров, соответствующих принятым значениям в НТД.

Фрагментация: повреждение оболочки, вызванное повышением давления и сопровождаемое отделением твердого материала.

Характеристики частичных разрядов: ЧР: параметры процесса электрических разрядов в изоляции под действием внешних факторов (Приложение А).

Элегаз, SF₆: газообразная шестифтористая сера, обладающая высокими изоляционными и дугогасящими свойствами.

Элемент (модуль) КРУЭ: составная часть КРУЭ, выполняющая определенные функции в распределительном устройстве (например, выключатель, разъединитель, заземлитель, измерительные трансформаторы, сборные шины, ввод, шкаф управления и т.п.), включая заземляющую цепь КРУЭ.

Ячейка: упорядоченное, в соответствии с первичной электрической схемой соединение элементов (модулей) КРУЭ; является законченным изделием (в однофазном или трехфазном исполнении), выполняющим определяемую первичной электрической схемой функцию в составе КРУЭ (линейная, секционная, шиносоединительная и др.).

3.2 Обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;

АРМ ОП - автоматизированное рабочее место оперативного персонала;

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическим процессом;

АСДУ - автоматизированная система диспетчерского управления;

АСМД - автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования;

АСТУ - автоматизированная система технологического управления;

БМ - блок мониторинга;

В - выключатель;

ВЛ - воздушная линия электропередач;

ВН - высокое напряжение;

ГР - государственное регулирование в области обеспечения единства измерений;

ЕСКД - единая система конструкторской документации;

ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности и материалы;

ИК - измерительный канал;

ИП - измерительный преобразователь;

ИРП - промышленные радиопомехи;

КЛ - кабельная линия;

КТС - комплекс технических средств

КРУЭ - комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке;

КТ - класс точности;

КТС - комплекс технических средств;

ЛВС - локальная вычислительная сеть;

МИ - методика (метод) измерений;

МО - метрологическое обеспечение;

МТ - силовой масляный трансформатор;

МХ - метрологическая характеристика;

НН - низкое напряжение;

НТД - нормативно-техническая документация;

ОПН - ограничитель перенапряжений;

ПО - программное обеспечение;

ПС - подстанция;

ПП - первичный измерительный преобразователь;

ПТК - программно-технический комплекс;

РУ - распределительное устройство;

СИ - средство измерений;

СМ - система мониторинга;

СН - среднее напряжение;

ССПТИ - система сбора и передачи технологической информации;

СТО - стандарт организации;

т. к. з. - ток короткого замыкания;

ТН - трансформатор напряжения;

ТО - техническое обслуживание;

ТТ - трансформатор тока;

ТУ - технические условия;

УСО - устройства связи с объектом (устройства приема и выдачи информации);

ЦИП - цифровой измерительный преобразователь;

ЭТШ – электротехнический шкаф;

t_n - измерительный цикл – время одного цикла измерения всех диагностических параметров;

$U_{ном}$ – номинальное значение рабочего напряжения.

4 Функции АСМД

4.1 АСМД должна осуществлять измерения диагностических параметров отдельных устройств (отсеков, ячеек) КРУЭ и определять техническое состояние КРУЭ в целом по расчетно-аналитическим моделям. Расчетно-аналитические модели должны быть реализованы в ТУ на конкретный вид КРУЭ. Расчетно-аналитические модели должны устанавливать связь технического состояния КРУЭ с измеряемыми параметрами отдельных устройств КРУЭ, обеспечивать расчет промежуточных значений измеряемых параметров в цикле измерений, содержать зависимости и методику расчета опасного уровня дефектов КРУЭ.

4.2 АСМД в максимальной комплектации должна выполнять следующие функции:

- контролировать режимные характеристики, в том числе:
 - значение и форму напряжения рабочего режима, длительность и амплитуду перенапряжений;
 - значение и форму тока рабочего режима и к. з.;
- контролировать параметры элегаза в отсеках ячеек, в том числе плотность элегаза, степень увлажнения;
- контролировать состояние изоляции главных цепей, регистрировать характеристики ЧР;
- осуществлять контроль состояния вторичных цепей измерительного оборудования и цепей управления, включая контроль оперативных цепей и системы обогрева;
- отслеживать состояние блокировок коммутационных аппаратов;
- контролировать коммутационный ресурс выключателей, в том числе:
 - значение тока отключения выключателя во всех режимах;
 - время горения дуги;
 - электрический износ контактов и остаточный ресурс работы;
- контролировать механический ресурс выключателей и разъединителей, в том числе:
 - количество операций;
 - неполнофазные режимы работы выключателя;
 - скоростные и временные характеристики выключателя;
 - конечные положения подвижных частей;
 - параметры приводов;
- контролировать состояние ОПН, в том числе:
 - количество срабатываний;
 - ток утечки;
- производить:
 - сбор, визуализацию и архивирование контролируемых параметров на третьем уровне (АРМ);
 - самодиагностику устройств АСМД;

– контролировать значение температуры в отсеках КРУЭ и окружающей среды.

4.3 Набор функций и соответствующая комплектация АСМД в каждом проекте должен выбираться и обосновываться в соответствии со степенью ответственности объекта КРУЭ и рекомендаций/ТУ завода-изготовителя КРУЭ.

5 Состав КРУЭ и структура АСМД

5.1 Состав КРУЭ

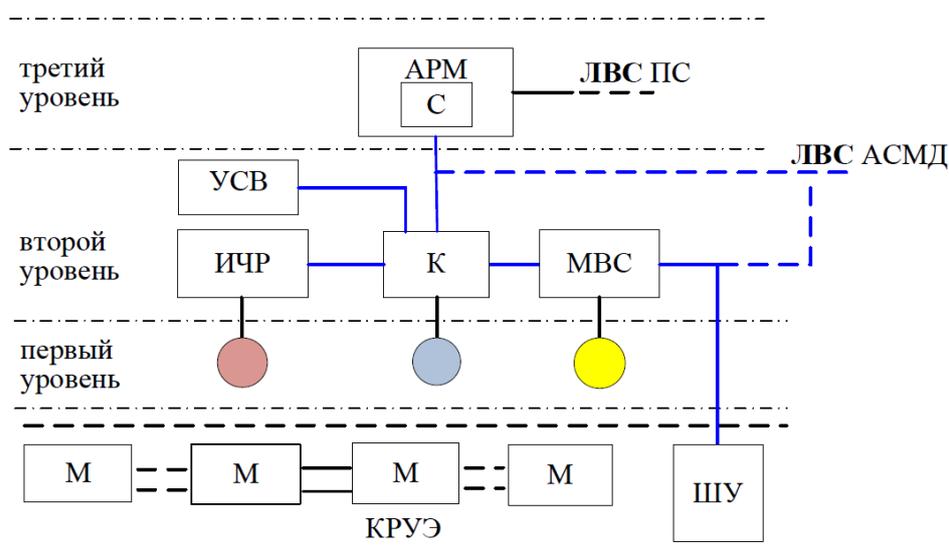
В общем виде в состав КРУЭ входят:

– выключатели; разъединители; заземлители, в том числе, быстродействующие заземлители; ТН; ТТ; сборные шины; ОПН; ввод конечного фидерного элемента КРУЭ с ВЛ; ввод конечного фидерного элемента КРУЭ с КЛ; ввод конечного фидерного элемента КРУЭ с МТ.

Диагностические параметры каждого устройства, находящегося в соответствующем отсеке КРУЭ, контролируются с заданной периодичностью в режиме мониторинга.

5.2 Структура АСМД

Структура АСМД представляет собой трехуровневую систему, представленную на рис. 1. При этом вся информация, собранная на первом уровне, преобразуется в цифровой вид на втором уровне системы и передается на третий уровень по одному из стандартных протоколов (рекомендуется группой стандартов МЭК 61850, допускается МЭК 60870-5-104). Интеграция всей информации о КРУЭ, включая передачу технологической информации от АСМД в АСУ ТП и ССПТИ, осуществляется посредством протокола МЭК 61850 (допускается МЭК 60870-5-104).



М – модули КРУЭ; ШУ – шкаф управления; К – коммутатор; ИЧР – измеритель частичных разрядов; С – сервер; МВС – модуль ввода сигналов; ЛВС – локально-вычислительная сеть; АРМ – автоматизированное рабочее место инженера; ● - датчик ЧР; ● - датчик температуры; ● - устройство контроля плотности элегаза; УСВ - устройство синхронизации времени.

Рис. 1. Структурная схема АСМД КРУЭ ПС

5.3 Первый уровень ПТК АСМД

5.3.1 К первому уровню ПТК АСМД относятся датчики, выполняющие измерение диагностических параметров КРУЭ.

5.3.2 Датчики устанавливаются непосредственно на поверхности оболочек КРУЭ или в помещении КРУЭ (датчик утечки элегаза,) в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации КРУЭ и по эксплуатации устройств). В части метрологического обеспечения датчики первого уровня по категории СИ должны соответствовать требованиям раздела 9.2.

В таблице 1 представлены типовые технические требования к датчикам и вторичным преобразователям входной информации ПТК АСМД.

Таблица 1. Технические требования к датчикам входной информации ПТК АСМД

Название измеряемой величины	Диапазон изменения входного	Диапазон изменения выходного сигнала первичного датчика	Количество, шт.	Интервал опроса	Примечание
Температура окружающей среды	$-60 \leq \theta_v < +50$		1	В соответствии с требованиями к АСУ ТП	Экспорт из АСУ ТП
Плотность элегаза	0-1,0 МПа	(4÷20) мА или цифровой выход (в зависимости от типа устройства)	1	Не реже 1 раза в 4 ч	прибор контроля газа устанавливается на/в КРУЭ
Утечка элегаза	<0,5 % от объема в год		1	В соответствии с НТД на конкретный тип устройства	количество датчиков и их месторасположение устанавливается НТД на конкретный тип устройства
Кажущийся заряд, q	от 5 пКл до 1000 пКл	от 10 мВ до 5 В	В зависимости от технических особенностей единицы оборудования (каждый объем)	Не реже 1 раза в 1 мин	датчик устанавливается в технологических зонах, предусмотренных заводом изготовителем либо на разделительные барьеры, смотровые окна), в зоне стыка двух трубчатых корпусов между собой через

				изоляционную прокладку
Напряжение фазное (фазное / линейное), $U_{\text{ф}} / U_{\text{л}}$, В	$0,8U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$			В соответствии с требованиями к АСУ ТП
Ток фазный ВН, СН (НН1), НН (НН2)	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,2 I_{\text{НОМ}}$			

Примечание. Количество датчиков и место их расположения устанавливается в НГД на конкретный вид КРУЭ

Таблица 2. Типовой перечень измеряемых параметров АСМД КРУЭ. Требования к нормам погрешности измерений параметров АСМД КРУЭ и МХ СИ

№ п.п.	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений	Максимальная допустимая погрешность измерений параметра	Требования к МХ СИ КРУЭ (не хуже)				Отнесение к сфере ГР
					ЦИП, предел основной допускаемой погрешности		ТТ, КТ	ТН, КТ	
					δ , %	γ , %			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Сила тока (фазная), $I_{\text{ф}}$, (А)	110 кВ и выше	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$	$\pm 11,5$ %	± 10	$\pm 0,5$	0,2	-	Вне ГР
			$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 I_{\text{НОМ}}$	$\pm 6,0$ %	± 5				
			$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 I_{\text{НОМ}}$	$\pm 3,0$ %	$\pm 2,5$				
			$1,0 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,2 I_{\text{НОМ}}$	$\pm 1,0$ %	$\pm 0,5$				
		110 кВ и выше (схема суммирования)	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$	$\pm 11,5$ %	± 10	$\pm 0,5$	0,2	-	
			$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 I_{\text{НОМ}}$	$\pm 6,0$ %	± 5				
			$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 I_{\text{НОМ}}$	$\pm 3,0$ %	$\pm 2,5$				
			$1,0 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,2 I_{\text{НОМ}}$	$\pm 1,0$ %	$\pm 0,5$				
2	Напряжение (фазное/линейное) $U_{\text{ф}}/U_{\text{л}}$	110 кВ и выше	$0,8U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$	$\pm 1,0$ %	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	-	0,2	
4	Температура	110 кВ и выше	$-60 \leq \theta_{\text{в}} < +50$	$\pm 2,5$ %	ПП (включая ИП) или		БМ СМ или ЦИП		

	окружающей среды			±1,0 %	ЦИП (БМ СМ при непосредственном измерении БМ), (не хуже)	АСУ ТП (только при измерении сигнала от ПП) (не хуже)	
					±3, (Δ)	0,5 % (γ)	

Таблица 3. Перечень параметров АСМД КРУЭ, точность измерения которых не нормируется

№ п.п.	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерения	Требования к процедуре и средствам измерения
1	Утечка элегаза	110 кВ и выше	<0,5 % от объема в год	В соответствии с примененным методом контроля и ИЭ прибора

5.4 Второй уровень ПТК АСМД

Второй уровень – представляет собой контроллер (группу контроллеров, обеспечивающих сбор и обработку сигналов, полученных от датчиков первого уровня). Кроме того, здесь же осуществляется информационный обмен с третьим уровнем.

Предел погрешности преобразования результатов измерений датчиков первого уровня, являющихся частью косвенных измерений, устанавливается методикой измерений, выполненной в соответствии с требованиями раздела 9.2.

Суммарная погрешность измерений ИК с учетом погрешности преобразования результатов измерений на 2 уровне не должна превышать величин, указанных в Таблице 2.

Для параметров, точность измерения которых не нормирована, предел погрешности измерений определяется в соответствии с Таблицей 3.

Устройства второго уровня АСМД устанавливаются на территории РУ возле контролируемого объекта в ЭТШ.

5.5 Третий уровень ПТК АСМД

Третий уровень выполняется в виде единого централизованного ПТК АСМД для различных КРУЭ установленных на ПС, при невозможности технической реализации допускается выполнять ПТК АСМД отдельно для каждого КРУЭ (групп КРУЭ).

Третий уровень предназначен для:

- обработки и отображения параметров технического состояния контролируемого оборудования и его компонентов в различных состояниях (например, удовлетворительное, предельное – ухудшенное, неисправное и аварийное) в интуитивно понятном интерфейсе в виде мнемосхем, таблиц, графиков;

- математической обработки;
- решения расчетно-аналитических задач;
- функций самодиагностики дистанционного конфигурирования компонентов и проверки исправности аппаратуры нижних уровней АСМД;
- шлюзовых функций;
- связи с ресурсами АСУ ТП;
- формирования электронной базы результатов измерений и отчетных документов по результатам измерений;

– передачи неоперативной (технологической) информации результатов диагностирования на уровни управления по существующим каналам передачи неоперативной информации;

Схема передачи диагностической информации на верхние уровни управления приведена на рис. 2.



Рис. 2. Схема передачи диагностической информации по уровням управления

АРМ должно также обеспечивать визуализацию состояния контролируемых и рассчитываемых параметров оборудования, отображение сигналов срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, накопление баз данных параметров, обеспечение работы с накопленными архивами и журналами и передачу информации на удаленные верхние уровни управления.

Связь между устройствами второго и третьего уровней должна выполняться с помощью цифровых каналов с использованием проводных (витая пара в экране), волоконно-оптических линий связи.

Перечень входных сигналов для конкретного объекта уточняется по согласованию с заказчиком и с заводом-изготовителем в зависимости от конструктивных и схемных особенностей и требований по выполняемым функциям.

Перечень выходных параметров АСМД:

- параметры элегаза в отсеках ячеек, в том числе плотность элегаза;
- время горения дуги;
- характеристики ЧР;
- электрический износ контактов и остаточный ресурс работы;

- количество операций;
- неполнофазные режимы работы выключателя;
- время срабатывания выключателя;
- значение температуры в отсеках КРУЭ;
- информация о стратегии эксплуатации и обслуживании оборудования;
- информация о техническом состоянии оборудования.

6 Требования к ПТК АСМД

6.1 Общие требования к ПТК

6.1.1 АСМД должна строиться на базе современных измерительных датчиков, программируемых контроллеров и промышленных компьютеров. АРМ должно реализовываться с учетом требований к средствам АСУ ТП согласно СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-25.040.40.227–2016, СТО 56947007-25.040.40.226–2016.

6.1.2 Требования к первичным датчикам, являющихся СИ, МИ, являющихся частью ПО АСМД и их МО должны соответствовать требованиям раздела 9.2 настоящего СТО.

6.1.3 Построение системы передачи данных АСМД на уровне управления должно строиться на принципах минимизации количества установленных элементов, в максимальном объеме учитывать и задействовать существующие элементы сети.

6.1.4 АСМД должна формировать и обеспечивать индикативное отражение заключения о техническом состоянии контролируемых узлов и оборудования в целом по трехуровневой шкале: рабочее, ухудшенное и предаварийное.

6.1.5 При построении АСМД должны применяться серийные (типовые) компоненты.

6.1.6 Технические средства АСМД должны быть оснащены средствами самодиагностики. Вся информация по результатам самодиагностики хранится на третьем уровне системы и отображается на местных средствах индикации.

6.1.7 Технические средства третьего уровня АСМД должны содержать стандартные интерфейсы, обеспечивающие интеграцию в АСУ по проводным и/или оптоволоконным линиям связи.

6.1.8 Технические и программные средства второго и третьего уровня системы должны поддерживать стандартные протоколы обмена, принятые для промышленных ЛВС, в том числе, МЭК 61850 (МЭК 60870-5-104).

6.1.9 Внутрисистемные коммуникации на всех уровнях между компонентами различного назначения и разных производителей должны быть реализованы с использованием указанных стандартных международных протоколов.

6.1.10 Для организации связи между вторым и третьим уровнем используется ЛВС АСМД.

6.1.11 Программные и технические средства должны обеспечивать возможность формирования релейных сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

6.1.12 Программные средства всех уровней системы должны обеспечивать возможность параметризации и конфигурирования без вывода системы из режима работы.

6.1.13 Программные средства системы должны включать в себя средства тестирования на объекте эксплуатации.

6.1.14 Программные средства системы должны предусматривать сервисные функции, такие как калибровка измерительных каналов, проверка исправности УСО дискретного ввода/вывода, последовательных каналов связи и часов реального времени.

6.1.15 ПТК АСМД должен функционировать в непрерывном круглосуточном режиме и осуществлять регистрацию данных, синхронизированных с помощью сигналов единого точного времени глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS. Точность синхронизации всех сигналов (включая дискретные) в АСМД от глобальных навигационных спутниковых систем должна быть не хуже ± 1 мс. Допускается синхронизация измерений в АСМД другими способами при условии обеспечения указанной точности.

6.2 Надежность ПТК

6.2.1 КТС всех уровней должен обеспечивать в соответствии с требованиями к АСУ ТП следующие показатели надежности (в соответствии с требованиями распоряжения ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.08.2011 № 538р):

- для модулей контроля и управления - срок службы не менее 150000 ч при наработке на 1 отказ - 50000 ч;
- ремонтпригодность: среднее время восстановления при отказе не более 1 ч (без учета времени ожидания обслуживания);
- все однотипные модули контроля и управления должны обеспечивать полную взаимозаменяемость без подстройки и регулировки в процессе эксплуатации.

6.2.2 Отключение или выход из строя АРМ оператора не должно приводить к потере, накопленной и оперативно получаемой после отключения информации.

6.2.3 Система должна сохранять свою работоспособность при несанкционированных отключениях в течение 3 ч.

6.2.4 Система должна автоматически восстанавливать свою работоспособность после несанкционированного отключения и последующего включения питания.

6.2.5 КТС АСМД должен быть оснащен средствами самодиагностики.

6.3 Электромагнитная совместимость ПТК

По требованиям к электромагнитной совместимости КТС АСМД должен соответствовать:

- по устойчивости к колебательным затухающим помехам - по степени жесткости 3 в соответствии с требованиями ГОСТ ИЕС 61000-4-12;
- по устойчивости к воздействию электростатических разрядов – по степени жесткости 3 по ГОСТ 30804.4.2;
- по устойчивости к воздействию микросекундных импульсных помех большой энергии по цепям питания и измерительным цепям - по степени жесткости 4 по ГОСТ Р 51317.4.5;
- по устойчивости к воздействию наносекундных импульсных помех по цепям питания и измерительным цепям - по степени жесткости 4 по ГОСТ 30804.4.4;
- по устойчивости к динамическим изменениям напряжения питания - по степени жесткости 3 по ГОСТ 30804.4.11;
- КТС по устойчивости к перечисленным выше воздействиям должен отвечать критерию качества функционирования В (допускаются кратковременные нарушения функционирования или ухудшение параметров с последующим восстановлением нормального функционирования без вмешательства оператора);
- по излучаемым помехам технические средства должны удовлетворять нормам помехозащиты (индустриальным радиопомехам - ИРП) для оборудования класса А по ГОСТ 30805.22, в том числе, по излучаемым ИРП и кондуктивным ИРП на сетевых зажимах и портах связи.

6.4 Условия эксплуатации КТС АСМД

6.4.1 Технические средства первого и второго уровней должны размещаться непосредственно в помещении КРУЭ или вблизи него при удовлетворении следующих эксплуатационных характеристик:

- рабочая температура окружающей среды (минус 20÷40) °С;
- условия хранения категории 2 по ГОСТ 15150;
- относительная влажность не выше 95 % при 25 °С;
- атмосферное давление (84÷106,5) кПа;
- степень защиты не ниже IP65 по ГОСТ 14254;
- механические факторы - по группе М39 по ГОСТ 17516.1.

6.4.2 Технические средства третьего уровня должны размещаться в сухих отапливаемых (кондиционированных) помещениях с условиями эксплуатации:

- рабочая температура окружающей среды (5÷35) °С;
- относительной влажности не выше 90 % при 25 °С;
- атмосферное давление (84÷106,5) кПа;
- степень защиты не ниже IP40 по ГОСТ 14254;
- механические факторы - по группе М 39 по ГОСТ 17516.1.

6.5 Требования безопасности КТС АСМД

6.5.1 Технические средства должны обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003 и ГОСТ 12.2.007.0. По способу защиты человека от поражения электрическим током технические средства АСМД должны соответствовать классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

6.5.2 По условиям пожаробезопасности технические средства АСМД должны соответствовать нормам ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.2.007.0.

6.5.3 Требования к организации электропитания, контуров защитного заземления, к прокладке силовых и сигнальных кабелей технических средств - в соответствии с РД 153-34.1-35.137.

7 Математическое обеспечение АСМД

7.1 Общие требования

Математическое обеспечение должно поддерживать выполнение функций АСМД, реализуемых программным путем, в том числе:

- алгоритмов приема и обработки входной информации о состоянии контролируемого оборудования, в том числе, программную фильтрацию с настраиваемыми параметрами фильтров, проверки достоверности и статистическую обработку входной информации;

- алгоритмов математических моделей, диагностирующих текущее состояние оборудования и формирующих прогноз по остающемуся ресурсу;

- алгоритмов формирования предупредительных, аварийных и диагностических сообщений;

- алгоритмов защиты информации от несанкционированного доступа;

- алгоритмов формирования и работы с долгосрочными архивами (при реализации АСМД в виде самостоятельной подсистемы с собственным АРМ);

- алгоритмов диагностики состояния и выявления неисправностей и отказов составных частей АСМД;

- алгоритмов реализации связи АСМД подсистемами третьего уровня.

Типовой перечень математических моделей приведен в Приложении В настоящего стандарта.

7.2 Требования к функциональности ПО

Программное обеспечение системы должно обеспечивать решение следующих технологических и общесистемных задач:

7.2.1 Технологические задачи

7.2.1.1 Отображение в реальном времени данных от АСМД на базе интуитивного и простого интерфейса.

7.2.1.2 Вывод информации на монитор в удобной для пользователя форме в виде таблиц, графиков, диаграмм и подготовка к выводу информации

на печать.

7.2.1.3 Автоматизированная обработка первичных данных, и оценка состояния оборудования.

7.2.1.4 Платформа отображения графиков должна обладать функциями:

– «Пользовательский график» - отображение на одном графике не менее 4-х различных параметров (аналоговых, дискретных, математических и т.п.), выбираемых пользователем.

– масштабирование графиков (по времени/значению);

– выбор формата отображения графиков: «одна ось», «вторичные оси», «панели» и т.п.;

– выбор цвета графиков.

7.2.1.5 Должна быть предусмотрена возможность отображения основных параметров всех контролируемых единиц оборудования подстанции в едином окне.

7.2.1.6 Должна быть предусмотрена возможность отображения констант, используемых при расчетах математических параметров по каждой контролируемой единице оборудования.

7.2.1.7 Должны быть реализованы окна (подсказки) со справочными данными по каждой единице контролируемого оборудования.

7.2.2 Общесистемные задачи

7.2.2.1 Должна быть обеспечена возможность тестирования и самодиагностики компонентов ПТК.

7.2.2.2 Разграничение ответственности: в системе должно предусматривать создание пользователей с различными правами доступа: «Оператор», «Администратор».

7.2.2.3 Оболочка визуализации (Клиент), устанавливаемая на удаленные персональные компьютеры сотрудников эксплуатирующей организации, должна предусматривать права доступа «Оператор» (просмотр оперативных, архивных и справочных данных, уставок, констант без возможности вносить какие-либо изменения в конфигурацию АСМД).

7.2.2.4 Должна быть предусмотрена возможность создания отчетов в формате doc, xls и pdf, с функциями отражения не менее 30-и различных параметров на одном бланке, с выбором требуемого диапазона времени различной дискретности по каждой единице контролируемого оборудования, с функцией сохранения шаблонов.

7.2.2.5 Должна быть предусмотрена возможность отображения архивных данных в виде графиков за любой промежуток времени и с любой дискретностью.

7.2.2.6 Должна быть предусмотрена возможность выгрузки (и подгрузки для прав доступа «Администратор») архивной информации форматах «*.db» или «*.csv», или «*.xls» с выбором требуемого диапазона времени различной дискретности по каждой единице контролируемого оборудования.

7.2.2.7 Должна быть предусмотрена возможность отображения (и

изменения, для прав доступа «Администратор») уставок срабатывания предупредительной и аварийной сигнализации по каждой единице контролируемого оборудования.

7.2.2.8 Должны быть реализованы окна отображения действий оператора (вход/выход в/из систему/ы, квитирование сигналов, изменение уставок, справочных данных, учетных записей пользователей и т.п.) за указанный пользователем промежуток времени.

7.2.2.9 Должны быть реализованы окна журнала событий с возможностью выбора сигналов и сортировки по группам, времени возникновения, квитированию конкретным оператором, принадлежности к каждой единице контролируемого оборудования.

7.2.2.10 Должна быть реализована возможность печати текущих, архивных данных с любого окна оболочки АСМД, включая графики.

7.2.2.11 Должна быть реализована возможность максимального уменьшения размера архивных данных, а также возможность их последующего просмотра и обработки, включая построение графиков, без подключения к АСМД.

7.2.2.12 Должна быть обеспечена защита информации на всех уровнях иерархии построения АСМД.

ПО должно представляться с соответствующими сертификатами и лицензиями.

Все входящее в комплект АСМД программное обеспечение должно быть полностью русифицировано.

7.3 Защита информации КТС АСМД

Защита от несанкционированного доступа к АСМД должна быть аналогичной способам защиты данных АСУ ТП ПС.

Программно-технические средства АРМ по условиям функционирования должны обеспечивать:

- защиту информации от несанкционированного доступа (ГОСТ Р 51725.6, ГОСТ Р 50739);
- сохранность информации в процессе ее хранения на машинных носителях;
- защиту информации от несанкционированного доступа должна обеспечиваться с помощью системы паролей (при попытке входа, записи, коррекции или удаления информации);
- защищенность информации от несанкционированного доступа должна обеспечиваться:
 - разграничением доступа к информации (по уровням ответственности);
 - регистрацией событий, имеющих отношение к защищенности информации;
 - регистрацией коррекции технологической программы, изменения

параметров (возможность отмены изменений);

- обеспечением доступа только после предъявления идентификатора и личного пароля.

При записи информации в оперативный архив может быть обеспечена синхронная запись информации на резервный носитель, в качестве которого может быть массив дисков (Raid Array), сервер на объекте эксплуатации.

Права доступа и обязанности каждого оператора системы уточняются на этапе выполнения рабочей документации.

8 Реализация третьего уровня АСМД

8.1 Реализация третьего уровня АСМД заключается в следующем:

- единообразное представление информации для оперативного персонала в соответствии с требованиями АСУ ТП, АСДУ и АСТУ;

- получение оперативным персоналом на АРМ ОП (в составе АСУ ТП) дополнительной информации, позволяющей персоналу уточнить оценку текущего состояния КРУЭ;

- локальный и удаленный доступ к данным АСМД с использованием ресурсов АСУ ТП, АСДУ и АСТУ в том числе, WEB - доступ.

8.2 При реализации ОРС-протокола должны приниматься меры по предотвращению потери «коротких» сигналов (длительностью менее 1с). Конкретный тип протокола связи между третьем уровнем АСМД и АСУ ТП, а также физическая среда передачи (медь, оптика) должен быть согласован с поставщиком АСУ ТП на стадии разработки технического задания. Для связи с АСУ ТП предпочтителен протокол МЭК 61850.

8.3 Должен быть предусмотрен непрерывный контроль состояния цифровой связи между уровнями, как со стороны АСУТП, так и со стороны АСМД.

8.4 Должно обеспечиваться автоматическое восстановление связи после обрыва связи и при повторных запусках, как ПТК АСУТП, так и контроллеров АСМД.

9 Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение АСМД

9.1 Общие требования к ТО

Для обеспечения функционирования системы в процессе эксплуатации в руководстве по эксплуатации должны быть предусмотрены мероприятия по ее техническому обслуживанию.

При необходимости проведения подстройки технических средств в процессе профилактических ремонтов, должны быть разработаны методики проведения указанных работ. Частота и объем технического обслуживания первичных датчиков, определяется эксплуатационной документацией, но должна быть не чаще 1 раза в год. Юстировка и подстройка технических средств АСМД допускаются между процедурами технического обслуживания.

9.2 Требования к МО АСМД

9.2.1 Общие требования

МО АСМД, включая требования к:

- измерениям;
- единицам величин;
- МИ;
- СИ,

должно соответствовать требованиям СТО 59347007-29.240.01.195-2014.

Нормы точности измерений должны соответствовать СТО 56947007-29.240.01.244-2017.

Требования настоящего раздела относятся только к измерениям и средствам измерений, применяемым для измерения параметров, приведенных в таблице 2.

В отношении параметров, приведенных в таблице 1, но не указанных в таблице 2, требований к метрологическому обеспечению процедур контроля параметров и устройствам, применяемым при контроле, не предъявляется.

К ним относятся:

- Плотность газа SF₆ (рабочий диапазон контроля: 0-1,0 МПа, Отклик <30 с);

- Характеристики ЧР, приведенные в Приложении А.

9.2.2 Требования к МО датчиков первого уровня

В качестве датчиков первого уровня АСМД должны применяться СИ, соответствующие СТО 59347007-29.240.01.195-2014.

Требования к первичным датчикам:

- наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ с приложением (описание типа);

- наличие конструктивной возможности проведения поверки/ калибровки в процессе эксплуатации;

- наличие возможности поверки/калибровки в регионе эксплуатации;

- наличие методики поверки/калибровки в процессе эксплуатации;

- наличие действующего свидетельства о поверке и/или оттиск поверительного клейма;

- МХ СИ АСМД КРУЭ (включая ИК), должны соответствовать СТО 56947007-29.240.01.244-2017. Их метрологические характеристики должны быть нормированы по всем измеряемым параметрам, во всем требуемом диапазоне измерений и для всех измерительных выходов;

- межповерочный интервал средств измерений, входящих в состав КРУЭ и не подлежащих демонтажу в условиях эксплуатации должен быть равен сроку службы КРУЭ (в соответствии с эксплуатационной документацией на КРУЭ).

9.2.3 Требования к МО технических средств второго уровня

Требования к ИК АСМД:

- наличие методики калибровки ИК в процессе эксплуатации (калибровка ИК должна проводиться в соответствии с СТО 56947007-29.240.126-2012);

- наличие действующего протокола калибровки;
 - МХ должны соответствовать СТО 56947007-29.240.01.244-2017.
- МИ, являющиеся частью ПО, должны быть аттестованы в соответствии с СТО 59347007-29.240.01.195-2014.

9.3 Требования к МО технических средств третьего уровня

Требования к ПТК АСМД:

МИ, являющиеся частью ПО (при наличии), должны быть аттестованы в соответствии с СТО 59347007-29.240.01.195-2014.

10 Комплект поставки АСМД

В типовой комплект поставки оборудования АСМД должны входить:

- комплект датчиков первого уровня согласно таблице 1. Допускается частичная поставка первичных датчиков в составе комплектной поставки оборудования КРУЭ;
- ЭТШ (для устройств второго и третьего уровней АСМД);
- устройства второго и ПТК третьего уровней АСМД;
- специализированное программное обеспечение на жестком носителе (CD-ROM);
- комплект ЗИП (устройства, предназначенные для замены наиболее подверженных дефекту компонентов);
- комплект эксплуатационной документации в соответствии с требованиями стандартов ЕСКД;
- комплект документов по МО в соответствии с требованиями раздела 9.2.

11 Гарантийный срок эксплуатации КТС АСМД

Гарантийный срок эксплуатации оборудования АСМД установлен не менее 36 месяцев с момента начала эксплуатации, но не более 42 месяцев с момента отгрузки оборудования изготовителем (поставщиком). Гарантийные обязательства завода-изготовителя должны распространяться также на все виды программно-технического обеспечения.

12 Документация к АСМД

12.1 В типовой комплект поставки оборудования АСМД должна входить следующая документация:

Для СИ:

- паспорт;
- руководство по эксплуатации;
- копия действующего свидетельства об утверждении типа средств измерений с приложением (описание типа);
- копия методики поверки/калибровки в процессе эксплуатации;

Для ИК:

- паспорт-протокол;
- методика калибровки ИК;

- протокол калибровки (или отметка в паспорте протоколе);

Для ПТК:

- паспорт;
- руководство по эксплуатации;

12.2 Документация должна быть оформлена в соответствии с требованиями к АСУ ТП подстанции.

12.3 В эксплуатационной документации должны быть приведены описания используемых расчетно-аналитических моделей и указания по их настройке (конфигурированию) для конкретного вида оборудования.

13 Обучение персонала

13.1 Поставщик АСМД обязан провести обучение персонала заказчика по вопросам эксплуатации и обслуживания АСМД.

13.2 Обучение должно проводиться по программе, согласованной с заказчиком.

13.3 По окончании обучения должно быть выдано удостоверение о проведении обучения.

14 Хранение и транспортировка КТС АСМД

Хранение и транспортирование компонентов АСМД должно осуществляться согласно ТУ к компонентам АСМД.

Характеристики ЧР (согласно ГОСТ Р 55191 – 2012 и IEC 60270)

Б.1 Частичный разряд (ЧР): электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами.

Б.2 Момент возникновения импульса ЧР, t_i , мс: время, измеренное с момента прохождения положительного полупериода испытательного напряжения, предшествующего разряду, через нулевое значение, до момента возникновения импульса частичного разряда.

Б.3 Масштабный коэффициент k , пКл/В: коэффициент, на который следует умножить значение, измеренное устройством присоединения измерительной системы или измерителем ЧР в виде амплитудного значения импульса напряжения, для получения значения входной величины в виде кажущегося заряда.

Масштабный коэффициент k определяется при градуировке (калибровке) схемы регистрации ЧР и выражается в виде $k = q_{\text{им}}/U_{\text{изм}}$, где

$q_{\text{им}}$ – заряд имитатора ЧР на выходе имитатора при градуировке, пКл;

$U_{\text{изм}}$ – амплитуда импульсного напряжения, регистрируемого измерителем ЧР при градуировке, В.

Б.4 Кажущийся заряд q , пКл: абсолютное значение такого заряда, мгновенное введение которого между электродами испытуемого объекта, установленного в испытательной схеме, могло бы дать такое же показание на измерительном приборе, как и сам импульс ЧР.

Кажущийся заряд q определяется как

$q = k \times U_{\text{изм}} = [(n\text{Кл/В}) \times V_{\text{изм}}]$, где $V_{\text{изм}}$ – значение амплитуды импульсного сигнала, регистрируемого измерителем ЧР при измерении ЧР.

Б.5 Энергия единичного ЧР, W_i , пДж: является произведением мгновенного значения напряжения возникновения ЧР U_i на его кажущийся заряд q_i и определяется как $W_i = q \times U_i$, где U_i – мгновенное значение воздействующего на контролируемый объект напряжения в момент возникновения импульса ЧР.

Б.6 Мощность ЧР, P , пВт: производная величина, являющаяся суммой энергий единичных ЧР, зарегистрированных за единицу времени, с.

Б.7 Частотная характеристика импеданса передачи $Z(f)$: отношение амплитуды выходного напряжения к неизменной амплитуде входного тока (напряжения) в зависимости от частоты f при синусоидальном входном токе.

Б.8 Нижние и верхние частоты, f_1 и f_2 , МГц: частоты, для которых частотная характеристика передачи $Z(f)$ падает не менее чем на 6 дБ относительно ее значения в серединной части полосы пропускания.

Б.9 Показатель повторения ЧР максимального значения

кажущегося заряда, q_{max} , Кл: наибольшее значение кажущегося заряда ЧР, повторяющегося в принятой группе периодов воздействующего на изоляцию напряжения за длительность одного цикла регистрации ЧР.

Б.10 Помехи, q_n , нКл: электромагнитные процессы, воздействующие на измерительную схему, вносящие искажения в показания измерительного устройства. Электромагнитные помехи имеют размерность *нКл*.

Б.11 Разрешающее время импульсов, T_R , мкс: наименьший интервал времени между двумя последовательными входными импульсами очень короткой длительности, одинаковой формы, полярности и амплитуды, для которых амплитудное значение вследствие наложения импульсов не изменяется более чем на 10 % относительно одиночного импульса.

Б.12 Средний ток частичного разряда ЧР, I , А: производная величина, являющаяся суммой абсолютных значений индивидуальных амплитуд кажущихся зарядов q_i , в течение выбранного опорного интервала времени T_{ref} , определенная за единицу времени, с.

Б.13 Фазовое окно (фазовый строб) измерения ЧР, $\Delta\varphi = \varphi_n - \varphi_k$, градус электрический: интервал времени измерения в одном периоде воздействующего на изоляцию напряжения, где φ_n – начало фазового окна, градус электрический, φ_k – окончание фазового окна, градус электрический.

Содержание типовой программы приемо-сдаточных испытаний

1. Объект испытаний.
2. Условия испытаний.
3. Средства испытаний (перечень приборов и оборудования, необходимых для проведения испытаний).
4. Подготовка к испытаниям.
5. Порядок испытаний.
6. Оформление результатов испытаний.
7. Приложения.
 - Методика проверки электрической прочности изоляции.
 - Методика проверки цепей питания.
 - Методика испытаний средств ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов.
 - Методика проверки функционирования реализованных моделей и экспертных оценок.
 - Методика проверки средств связи с АСУ ТП.

Перечень математических моделей

№ п/п	Модель	Описание	Наличие параметра	
			Обязательно	Дополнительно
1.	Временные превышения напряжения на стороне ВН	Анализ и регистрация в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3	+	
2.	Оценка состояния основной изоляции высоковольтных вводов	Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов (тангенс угла диэлектрических потерь, емкость и их изменения, ЧР)	+	
3.	Состояние элегаза	Расчет параметров элегаза (плотность, наличие примесей) (МЭК 60480)	+	
4.	Характеристики ЧР	Расчет характеристик ЧР согласно приложению Б.1. Построение амплитудно-фазных, амплитудно-временных диаграмм с определением вероятного типа дефектов и источников ЧР (ГОСТ Р 55191 – 2012 Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов; IEC 60270 - High-voltage test techniques. Partial discharge measurements)	+	
5.	Комплексная оценка состояния оборудования в «текущий» момент эксплуатации	Комплексная оценка технического состояния силового оборудования на «текущий» момент эксплуатации. Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований СТО 34.01-23.1-001-2017	+	

Датчики регистрации ЧР. Типы, методы регистрации, особенности установки

1 Основные типы датчиков, применяемых для регистрации сигналов ЧР

Существует несколько типов датчиков, применяемых для регистрации возникновения частичных разрядов в КРУЭ.

1.1 Индуктивные датчики выполняются в виде разъёмных высокочастотных трансформаторов тока или токовых клещей и устанавливаются, чаще всего, на кабельных вводах-выводах КРУЭ, охватывая либо экран, либо проводок его заземления.

Одновременным преимуществом и недостатком датчиков данного типа является регистрация сигналов, приходящих не только со стороны КРУЭ, но и со стороны кабельной линии, поэтому зона контроля ЧР оказывается более широкой.

1.2 Электромагнитные датчики ЧР представляют собой электромагнитные антенны, настроенные для работы в сверх- и ультравысокочастотном диапазоне, что позволяет отстроиться от низкочастотных помех.

Датчики могут быть установлены на изоляционные швы в местах стыковки блоков КРУЭ или на внутренней поверхности оболочки КРУЭ (на заводе – изготовителе во время производства) или на смотровые лючки, выполненные из диэлектрических материалов.

УВЧ датчики ЧР являются наиболее эффективным и перспективным средством регистрации ЧР в КРУЭ. Они позволяют локализовать место происхождения ЧР в оборудовании. УВЧ регистрации отдаётся предпочтение как намного более помехоустойчивой. Границы частотных диапазонов, на которые можно ориентироваться при регистрации ЭМИ ЧР для разных мод излучения занимают диапазон от 270 до 1700 МГц.

Недостатки УВЧ датчиков:

- необходимости перевода измеряемого антенной сигнала электромагнитного излучения в привычные для нормирования характеристики.

Основным руководящим документом на акустический и УВЧ-методы регистрации ЧР является стандарт МЭК 62478.

1.3 Ёмкостные датчики ЧР позволяют произвести измерения в высоковольтном оборудовании, на котором затруднён монтаж других типов датчиков.

Данные датчики представляют собой обкладку измерительного конденсатора, второй обкладкой которого является металлический корпус контролируемого оборудования. Высокочастотные импульсы от частичных

разрядов наводят в металлических конструкциях оборудования высокочастотные токи, которые протекают по конструкциям и замыкаются на «землю». При помощи ёмкостных датчиков контролируется величина этих токов.

Достоинством ёмкостных датчиков является возможность их оперативной установки на открытых металлических поверхностях высоковольтного оборудования и высокий уровень безопасности для персонала, так как корпус оборудования обязательно должен быть заземлён для функционирования датчиков.

Недостатки ёмкостных датчиков:

- выходной сигнал от датчиков имеет высокий уровень помех.
- при изменении положения датчика на поверхности оборудования, результаты измерений могут отличаться.

Чувствительность всех ёмкостных датчиков нелинейно связана с частотой. Чем больше частота сигнала, тем выше чувствительность ёмкостного датчика. Поэтому применение ёмкостных датчиков эффективно при верхней частоте спектра сигналов ЧР более (50 – 100) МГц.

2 Методы регистрации ЧР в КРУЭ

Для регистрации ЧР в КРУЭ применяют акустический, электрический, электромагнитный и химический методы.

2.1 Акустический метод регистрации ЧР

В результате ЧР образуется ударная волна, которая при распространении преобразуется в сверхзвуковую, а затем в звуковую волну и, в конечном счёте, в тепло.

На распространение акустической волны от источника ЧР до датчика влияет геометрия и различие сред (элегаз, твёрдая изоляция, сталь) в объекте.

Разные типы волн с разными скоростями распространения, отражения и преломления на границах сред, приводят к изменениям в распространении звука, его затухании, поглощении и рассеивании. Поэтому при акустической регистрации невозможно оценить кажущийся заряд и другие характеристики ЧР, и главная цель состоит в том, чтобы обнаружить ЧР и найти очаг их образования, т.е. произвести локацию ЧР. Для решения этих задач используют измерение интенсивности, времени распространения и частотного спектра акустических сигналов.

Акустические датчики предназначены для контактной и бесконтактной регистрации импульсов частичных разрядов.

При контактном измерении частичных разрядов акустическими датчиками регистрируются колебания конструкций высоковольтного оборудования, обычно поверхностей баков и корпусов.

При бесконтактном измерении частичных разрядов акустическим датчиком регистрируются колебания, передающиеся непосредственно по воздуху. Поскольку воздух менее плотен, чем жидкости, то реальная чувствительность акустических измерений в этом случае оказывается существенно более низкой, чем при контактном измерении.

2.2 Электрический и электромагнитный методы регистрации ЧР

Задачу регистрации интенсивности и локации очага ЧР можно решать и обычными электрическими (Э) методами регистрации ЧР, используя характерные особенности амплитудно-фазовых диаграмм сигналов ЧР, и регистрацией электромагнитного излучения (ЭМ) частичных разрядов в диапазоне сверх- и ультравысоких частот. Однако совместное использование двух методов, указанных или в сочетании одного или обоих с акустическим (А) методом позволяют решать задачи легче и в более полном объёме.

Схема регистрации ЧР электрическим методом состоит из конденсатора связи С (в качестве конденсатора связи обычно используют ёмкость основной изоляции ввода), измерительного сопротивления Z и регистрирующей аппаратуры Р.

Датчики электрических сигналов в виде высокочастотных трансформаторов тока включаются в цепи заземления оболочек кабелей. Локацию очага ЧР электрическим методом обычно осуществляют, используя затухание и временные задержки между сигналами от геометрически разнесённых датчиков.

В КРУЭ затухание электрических сигналов очень мало. Невелико и время задержки сигналов, полученных от датчиков по концам КРУЭ, что, ограничивает возможности метода. Кроме того, применение электрического метода регистрации ЧР в условиях эксплуатации сдерживается недостаточной устойчивостью к помехам, прежде всего, создаваемых короной на внешних присоединениях. В случае применения кабельных вводов дополнительно возникает проблема отделения сигналов ЧР, которые возникают в кабелях и их муфтах, от ЧР, которые возникают в объёме КРУЭ.

2.3 Электромагнитный метод регистрации ЧР

Как правило, производители КРУЭ классов напряжения 220 кВ и выше, предусматривают не одну, а несколько встроенных антенн, которые используются затем в приёмодаточных испытаниях для оценки кажущегося заряда ЧР. Электромагнитному или УВЧ-методу отдаётся предпочтение как более помехоустойчивому по сравнению с электрическим методом.

Однако в электромагнитном методе возникают трудности другого порядка. Одна из них состоит в том, что по своим характеристикам сигналы излучения от ЧР во внутренних дефектах изоляции весьма схожи с сигналами от перезарядки частиц загрязнения. По этой причине задача определения вида дефекта, генерирующего ЭМИ, остаётся весьма сложной.

3 Особенности при установке датчиков регистрации ЧР

Для конкретного оборудования существуют свои особенности места и способа установки первичных датчиков, поэтому, перед началом диагностирования КРУЭ, необходимо принять во внимание конструктивные особенности конкретного оборудования, провести его предварительное обследование или изучить конструкторскую документацию. Особое внимание при анализе конструкции КРУЭ уделяют следующим аспектам:

3.1 Тип исполнения КРУЭ

На различные классы высокого и сверх высокого напряжения от 110 кВ до 1150 кВ существует два типа исполнения КРУЭ.

Тип исполнения КРУЭ оказывает серьёзное влияние на характер распространения сигналов от ЧР. КРУЭ однофазного исполнения фактически является коаксиальной линией, что облегчает расчёт распространения и затухания сигнала. В трёхфазном исполнении присутствует фактор перенаводок сигнала с одной фазы на другую, что затрудняет определение места расположения источника сигнала.

3.2 Конструктивное исполнение соединений модулей КРУЭ

КРУЭ состоит из отдельных модулей, соединённых между собой герметичными опорными изоляторами. Отсеки ограничены: с одной стороны, металлическими оболочками и крышками, образующими корпус КРУЭ, с другой – изолятором, расположенным внутри оболочек и выполняющим роль барьера между смежными отсеками. Разбивка на отсеки осуществляется в зависимости от конструкции и структуры КРУЭ. Герметичные опорные изоляторы выполняются из диэлектрических материалов и являются радиопрозрачными для сигнала ЧР. Существует два основных типа установки изоляторов между отсеками:

- изоляционная конструкция непосредственно выходит за пределы газового объёма КРУЭ, фактически являясь диэлектрической прокладкой между оболочками соседних отсеков КРУЭ;
- изоляционная конструкция фиксируется с помощью фланца внутри оболочки модуля или имеет по периметру металлическое кольцо; в таком случае соединение оболочек соседних модулей производится через фланец или металлическое кольцо.

Первый тип исполнения позволяет устанавливать накладные электромагнитные высокочастотные (ВЧ) или ультравысокочастотные (УВЧ) датчики ЧР, во втором случае оболочка КРУЭ становится цельнометаллической и применение подобных датчиков становится невозможным.

3.3 Диэлектрические окна в оболочке КРУЭ

В соответствии с правилами технической безопасности по эксплуатации высоковольтного оборудования все коммутационные аппараты должны быть оборудованы средствами визуального контроля положения контактов разъединителей и другого оборудования. Для визуального контроля в КРУЭ устанавливаются внешние визуальные индикаторы (указатели положения), напрямую механически связанные с коммутационным механизмом, и устанавливают диэлектрические окна из радиопрозрачного материала. Данные диэлектрические окна позволяют устанавливать накладные электромагнитные высокочастотные или ультравысокочастотные датчики ЧР.

3.4 Кабельные вводы в КРУЭ

В соответствии с требованиями обеспечения электробезопасности, неотъемлемой частью ввода высоковольтной кабельной линии в КРУЭ, является организация заземление экрана кабеля и обеспечение его электрического соединения с оболочкой КРУЭ. Таким образом, по заземляющему проводнику будет протекать сигнал наведённый источником ЧР на оболочку КРУЭ, а установленные датчики ЧР, например, высокочастотные трансформаторы тока (ВЧТТ) обеспечат регистрацию данного сигнала.

3.5 Вводы «воздух – элегаз» с конденсаторной изоляцией

Комплектные распределительные устройства могут быть подключены к сети не только через кабельные вставки, но и с помощью вводов «воздух – элегаз». Современные вводы имеют бумажно-масляную или RIP-изоляцию и оборудованы измерительным выводом. Тест-вывод (измерительный вывод) предназначен для измерений диэлектрических характеристик изоляции ввода. К нему могут быть подключены и приборы регистрации сигналов ЧР.

3.6 Встроенные датчики ЧР

Большинство производителей КРУЭ оборудуют их встроенными датчиками ЧР, которые в дальнейшем используются при проведении пусконаладочных работ, но не всегда включены в систему мониторинга.

3.7 Измерение сигналов частичных разрядов

На основе анализа конструктивных особенностей для диагностируемого объекта составляется перечень мест пригодных для проведения регистрации ЧР и соответствующих им типов датчиков. Сводный перечень включает в себя регистрацию сигналов от следующих датчиков ЧР:

- встроенных ёмкостных датчиков ЧР;
- высокочастотных трансформаторов тока (ВЧТТ) на заземляющих поводках экранов кабелей присоединений или тест-выводов вводов «воздух – элегаз»;
- накладных электромагнитных датчиков на диэлектрические окна;
- накладных электромагнитных ВЧ или УВЧ датчиков на диэлектрических поясах на стыках модулей;
- акустических датчиков на поверхности оболочки КРУЭ.

Библиография

1. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства, ОАО «ФСК ЕЭС».
2. СТО 56947007-29.120.60.115-2012 Токопроводы элегазовые на напряжение 110-500 кВ. Технические требования, ОАО «ФСК ЕЭС».
3. СТО 56947007-29.240.126-2012 Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ОАО «ФСК ЕЭС».
4. СТО 56947007-29.240.01.147-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Общие положения, ОАО «ФСК ЕЭС».
5. СТО 56947007-29.240.01.148-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Требования к автоматизированным системам управления технологическими процессами, ОАО «ФСК ЕЭС».
6. СТО 56947007-29.240.01.149-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Требования к информационным системам ОАО «ФСК ЕЭС» (с изменениями от 18.08.2014), ОАО «ФСК ЕЭС».
7. СТО 56947007-29.240.01.150-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Базовые модели угроз, ОАО «ФСК ЕЭС».
8. СТО 56947007-29.240.01.151-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Анализ и оценка рисков, ОАО «ФСК ЕЭС».
9. СТО 56947007-29.240.01.152-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Классификация информационных активов, ОАО «ФСК ЕЭС».
10. СТО 56947007-29.240.01.153-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Оценка соответствия объектов защиты, ОАО «ФСК ЕЭС».
11. СТО 56947007-29.240.01.154-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Методика аттестационных испытаний автоматизированных систем управления технологическими процессами, ОАО «ФСК ЕЭС».
12. СТО 56947007-29.240.01.155-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Методика проведения аттестационных испытаний информационных систем ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС».
13. СТО 56947007-29.240.01.156-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Методика аудита информационной безопасности, ОАО «ФСК ЕЭС».

14. СТО 56947007-29.240.01.157-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Методика испытаний систем и средств обеспечения безопасности информационных технологий в ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС».
15. СТО 56947007-29.240.35.184-2014 Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия, ОАО «ФСК ЕЭС».
16. СТО 59347007-29.240.01.195-2014 Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обеспечению, ОАО «ФСК ЕЭС».
17. СТО 56947007-25.040.40.226-2016 Общие технические требования к АСУТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам, ПАО «ФСК ЕЭС».
18. СТО 56947007-25.040.40.227-2016 Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС), ПАО «ФСК ЕЭС».
19. СТО 56947007-29.240.01.244-2017 Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов, (с изменениями от 31.07.2018) ПАО «ФСК ЕЭС».
20. СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования, ПАО «Россети».
21. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе/Одобрена Советом директоров ОАО «Россети» (протокол от 23.10.2013 № 138). Одобрена и введена в действие Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 27.12.2013 № 208), 2013.
22. Концепция развития системы технического диагностирования электросетевого оборудования группы компаний ПАО «Россети». – Утверждена Правлением ПАО «Россети». Протокол от 30.09.2016 № 521пр.
23. Распоряжение ПАО «Россети» от 30.05.2017 № 282р «Об утверждении требований к встроенным средствам защиты информации автоматизированных систем технологического управления электросетевого комплекса Группы компаний «Россети».
24. Распоряжение ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140р «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ».
25. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок/утв. приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н (с изменениями от 15.11.2018).
26. РД 16.066-05 Элегазовое электротехническое оборудование. Технические требования к производству элегазового оборудования для

- обеспечения качества элегаза в оборудовании и меры обеспечения санитарно-гигиенической и экологической безопасности.
27. Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.08.2011 № 538р «Об утверждении технических требований ПАО «ФСК ЕЭС» к системам автоматической диагностики силового оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы и шунтирующие реакторы) при его первичном вводе в эксплуатацию».
 28. РД 153-34.1-35.137-00 Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники.
 29. МЭК 60270(2000) Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов (IEC 60270(2000) High-voltage test techniques. Partial discharge measurements).
 30. МЭК 60480(2004) Сера шестифтористая (SF₆), взятая из электрического оборудования. Руководящие указания по проверке и обращению и требования к ее повторному использованию (IEC 60480(2004) Guidelines for the checking and treatment of sulfur hexafluoride (SF₆) taken from electrical equipment and specification for its re-use).
 31. МЭК 60870-5-104(2016) Аппаратура и системы телеуправления. Часть 5-104. Протоколы передачи данных. Доступ к сетям, использующим стандартные профили по МЭК 60870-5-101 (IEC 60870-5-104(2016) Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles).
 32. Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.08.2016 № 367р «Об утверждении минимально необходимых организационных и технических требований к обеспечению информационной безопасности автоматизированных систем технологического управления, используемых для функционирования электросетевого комплекса ПАО «ФСК ЕЭС».