
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-
29.200.10.011-2008**

**Трансформаторы силовые, автотрансформаторы и реакторы.
Автоматизированная система мониторинга и технического
диагностирования. Общие технические требования**

Стандарт организации

Дата введения: 18.04.2008
Дата введения изменений: 16.06.2010
Дата введения изменений: 12.12.2019

ОАО «ФСК ЕЭС»
2008

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: Филиалом АО «НТЦ ФСК ЕЭС» - СибНИИЭ.
2. ВНЕСЁН: Департаментом инновационного развития.
3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 140.
4. ИЗМЕНЕНИЯ ВВЕДЕНЫ: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 № 423 в разделы 1 – 2.
5. ИЗМЕНЕНИЯ ВВЕДЕНЫ: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.12.2019 № 448 в разделы 2, 6, 9, 15; Приложения А-Е.
6. ВВЕДЁН: с изменениями (Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 № 423, Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 12.12.2019).

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.....	5
1 Назначение и область применения АСМД.....	5
2 Нормативные ссылки	6
3 Термины, определения, обозначения и сокращения.....	8
3.1.Термины и определения	8
3.2.Обозначения и сокращения	10
4 Функции АСМД.....	12
5 Структура и состав АСМД.....	13
6 Требования к ПТК АСМД.....	26
6.1.Общие требования к ПТК.....	26
6.2.Надежность технических средств АСМД	28
6.3.Электромагнитная совместимость КТС АСМД	28
6.4.Условия эксплуатации КТС АСМД	29
6.5.Требования безопасности КТС АСМД.....	29
7 Математическое обеспечение АСМД.....	29
7.1.Общие требования	29
7.2.Требования к функциональности ПО	30
7.3.Защита информации КТС АСМД.....	32
8 Реализация третьего уровня АСМД.....	32
9 Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение КТС АСМД	33
9.1.ТО КТС АСМД	33
9.2.МО АСМД	33
10 Комплект поставки АСМД.....	35
11 Гарантийный срок эксплуатации КТС АСМД.....	35
12 Документация к АСМД	35
13 Обучение персонала	36
14 Хранение и транспортировка КТС АСМД.....	36
15 Технические требования к мобильным АСМД	36
15.1. Функциональные требования к АСМД	36
15.2. Структура и состав АСМД	37
15.3. Требования к аппаратно-программным средствам	38
15.4. Требования к МО мобильных АСМД.	38
15.5. Требования к надежности технических средств	39
15.6. Требования к электромагнитной совместимости.....	39

15.7. Требования к безопасности	40
15.8. Обеспечение информационной безопасности	40
15.9. Техническое обслуживание	41
15.10. Гарантийный срок.....	42
15.11. Хранение и транспортирование	42
Приложение А (обязательное).....	43
Приложение Б (обязательное)	47
Приложение В (обязательное)	52
Приложение Г (обязательное)	56
Приложение Д (обязательное)	60
Приложение Е (обязательное)	62
Библиография.....	63

Введение

Настоящий стандарт (далее – СТО) разработан в целях совершенствования нормативно-технической базы электросетевого комплекса, унификации и оптимизации требований к структуре, техническим и метрологическим характеристикам, уровню надёжности системы автоматизированного мониторинга и технического диагностирования силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, повышения уровня производственной безопасности в ПАО «ФСК ЕЭС».

Требования настоящего СТО распространяются на АСМД силового масляного трансформаторного оборудования, в том числе, трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов класса напряжения 110 кВ и выше.

Требования настоящего СТО обязательны для применения предприятиями и организациями на всех стадиях жизненного цикла АСМД:

- разработки и проверки качества АСМД;
- подготовки проектно-сметной документации при строительстве новых или реконструируемых объектов электросетевого хозяйства;
- проведении строительно-монтажных и наладочных работ, вводе в эксплуатацию;
- постоянной эксплуатации;
- подготовки технических требований для конкурсов по выбору организаций-поставщиков АСМД;
- при разработке программ проведения приемо-сдаточных испытаний и передачи систем в эксплуатацию.

1 Назначение и область применения АСМД

АСМД предназначена для:

- непрерывного (с устанавливаемой периодичностью) измерения, регистрации, преобразования и отображения основных диагностических параметров Т, АТ, ШР в нормальных, предаварийных и аварийных режимах;
- систематизации в определенном порядке измеренных диагностических параметров Т, АТ, ШР;
- определения технического состояния в текущие моменты измерения диагностических параметров и возможного прогнозирования остаточного ресурса;
- оптимизации регламентных диагностических работ в соответствии с СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»;
- обеспечения перехода на планирование технического обслуживания и ремонтов по техническому состоянию.

АСМД рекомендуется оснащать силовое масляное трансформаторное и реакторное оборудование, имеющее повышенную системную важность, не допускающее длительного вывода из работы, а также оборудование, требующее учащенного контроля по отдельным диагностическим параметрам, контроль которых возможен средствами АСМД.

При реализации концепции технического обслуживания и ремонтов по техническому состоянию, в целях оптимизации регламентных диагностических работ, рекомендуется оснащение АСМД всего парка оборудования, находящегося в зоне обслуживания обособленных диагностических подразделений, с одновременным изменением в сторону уменьшения или полного отказа от классических регламентных диагностических мероприятий с выводом оборудования из работы. Также подобный подход применим для оборудования, находящегося на ПС, удалённых от зоны постоянного базирования диагностических подразделений.

2 Нормативные ссылки

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

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 8024-90 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Норма нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний.

ГОСТ 8865-93 (МЭК 85-84) Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация.

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями № 1 – 4).

ГОСТ 12179-76 Кабели и провода Метод определения тангенса угла диэлектрических потерь (с Изменением № 1).

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

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 20074-83 (СТ СЭВ 20074-83) Электрооборудование и электроустановки. Метод измерения характеристик и частичных разрядов.

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 (с Поправкой).

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 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 51317.6.5-06 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51583-14 Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения.

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

ГОСТ Р 53115-08 Защита информации. Испытание технических средств обработки информации на соответствие требованиям защищенности от несанкционированного доступа. Методы и средства.

ГОСТ Р 55062-12 Информационные технологии (ИТ). Системы промышленной автоматизации и их интеграция. Интероперабельность. Основные положения.

ГОСТ Р 55191-12 (МЭК 60270:2000) Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов.

ГОСТ Р 56498-15 (IEC/PAS 62443-3:2008) Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы. Часть 3. Защищенность (кибербезопасность) промышленного процесса измерения и управления.

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

ГОСТ IEC 61000-4-18-16 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-18. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к затухающей колебательной волне.

ГОСТ IEC 61000-4-29-16 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-29. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к провалам напряжения, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения на входном порте электропитания постоянного тока.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1. Термины и определения

В настоящем стандарте использованы термины и определения, предусмотренные ГОСТ 20911, ГОСТ 27.002, ГОСТ 12179, ГОСТ 15150, ГОСТ 14254, ГОСТ 17516.1, ГОСТ Р 51317.6.5, ГОСТ Р 55191, СТО 56947007-29.180.01.207-2015; СТО 56947007-25.040.40.226-2016, СТО 59347007-29.240.01.195-2014, СТО 56947007-29.240.01.244-2017, а также:

Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования (АСМД): Система непрерывного диагностирования, обеспечивающая сбор, хранение, обработку информации и техническое диагностирование в режиме непрерывного контроля параметров объекта с применением автоматизированных систем реального времени и участием человека.

Аналого-цифровой преобразователь, АЦП: устройство преобразования измеряемого аналогового сигнала в цифровой сигнал.

Диагностический параметр: характеристика элементов объекта контроля, определяющая его техническое состояние.

Примечание. Различают прямые (непосредственно характеризующие состояние объекта) и косвенные (связанные с прямыми параметрами функциональной зависимостью) диагностические параметры. При этом существует возможность изменения представляемых параметров вследствие влияния времени и других факторов, воздействующих на объект и каналы репрезентации.

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.

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, $t_{\text{и}}$: время одного цикла измерения всех диагностических параметров.

Кажущийся заряд единичного ЧР (q): характеристика ЧР, относящаяся к оценке энергии разряда и степени опасности для изоляции.

Кажущийся заряд неоднократно повторяющихся ЧР, $q_{\text{Р}}$ Кл: наибольшее значение кажущегося заряда ЧР, повторяющегося в принятой группе периодов воздействующего на изоляцию напряжения за длительность одного цикла регистрации ЧР.

Максимальная допускаемая погрешность (измерения): максимальное значение погрешности измерения (без учета знака), разрешенное спецификацией или нормативными документами для данного измерения.

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

Мониторинг: непрерывное (с устанавливаемой периодичностью) измерение параметров объекта с применением автоматизированных СИ.

Мощность ЧР ($P_{\text{ЧР}}$): сумма значений энергий ЧР в единицу времени в одном цикле регистрации ЧР.

Наработка: продолжительность или объем работы объекта (ГОСТ 27.002).

Погрешность СИ: разность между измеренным значением величины и опорным значением величины.

Предаварийное техническое состояние объекта: состояние оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена из-за нарушения требований безопасности, или, когда значение хотя бы одного из параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, превысило предельное значение, установленное нормативно-технической документацией.

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.

Рабочее техническое состояние объекта: состояние оборудования, при котором не теряется способность выполнять заданные функции, сохраняя значения заданных параметров в пределах, установленных нормативно-технической документацией.

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

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

Старение изоляции: ухудшение свойств изоляции в результате внешних воздействий.

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

Техническое диагностирование (диагностирование): определение технического состояния объекта.

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.

Ток утечки ввода: ток, протекающий через изоляцию ввода при воздействии на него напряжения.

Ухудшенное техническое состояние объекта: состояние оборудования, при котором значение, хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, достигло области, ограничивающей рабочее состояние, установленной нормативно-технической документацией и (или) имеет значительный дефект, либо наблюдается фактическая динамика изменения характеристик контролируемых параметров в сторону ухудшения (негативная тенденция).

Частичные разряды (ЧР): электрические разряды, возникающие внутри электроизоляционного промежутка или на поверхности его элементов и не приводящие в тот же момент их возникновения к пробое основного электроизоляционного промежутка.

3.2. Обозначения и сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСМД – автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АСДТУ – комплекс средств автоматизации задач оперативно-

диспетчерского управления объектами электросетевого хозяйства ЕНЭС, подсистема АСТУ;

АСТУ – комплекс средств автоматизации задач производственно-технического и оперативно-диспетчерского управления объектами электросетевого хозяйства ЕНЭС;

АТ – автотрансформатор;

БМ – блок мониторинга;

ВН – высокое напряжение;

ГР – государственное регулирование обеспечения единства измерений;

ЕСКД – единая система конструкторской документации;

ЗИП – комплект запасных частей и приспособлений;

ИК – измерительный канал;

ИП – измерительный преобразователь;

ИЭ – инструкция по эксплуатации;

КТ – класс точности;

КТС – комплекс технических средств;

ЛВС – локальная вычислительная сеть;

МИ – методика (метод) измерений;

МО – метрологическое обеспечение;

МХ – метрологическая характеристика;

МЭС – магистральные электрические сети;

Напряжение, U_n – измеренное значение рабочего напряжения;

НН – низкое напряжение;

ОП – оперативный персонал;

ОРД ПМЭС – организационно-распорядительный документ предприятия магистральных электрических сетей;

ОРС – (OLE for Process Control) - технология стандартизованного обмена данными для управления процессами;

ПП – первичный измерительный преобразователь;

ПС – подстанция;

ПТК – программно-технический комплекс;

ПО – программное обеспечение;

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой;

РЗА – релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистрация аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики;

РУ – распределительное устройство;

СИ – средство измерения;

СН – среднее напряжение;

СО – стандартный образец;

ССПИ – система сбора и передачи информации;

СМ – система мониторинга;

СП – структурное подразделение;

Т– трансформатор силовой;
к.з. – короткое замыкание;
ТН – трансформатор напряжения;
ТО – техническое обслуживание;
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;
ТТ – трансформатор тока;
ТУ – технические условия;
УСО – устройства связи с объектом (устройства приема и выдачи информации);
ЦИП – цифровой измерительный преобразователь;
ЧР – частичные разряды;
ШР – шунтирующий реактор;
ЭТШ – электротехнический шкаф для устройств АСМД;
U_{н.р} – номинальное значение рабочего напряжения.

4 Функции АСМД

4.1. АСМД должна осуществлять измерения диагностических параметров отдельных устройств и узлов контролируемых объектов, и определять их техническое состояние по расчетно-аналитическим моделям.

4.2. Расчетно-аналитические модели должны устанавливать связь технического состояния с измеряемыми параметрами отдельных устройств и узлов, содержать зависимости и методику расчета опасного уровня дефектов.

4.3. В зависимости от важности и технического состояния объекта, а также решаемых целевых или процессных задач, состав технических средств АСМД и реализуемых расчётно-аналитических моделей может значительно отличаться.

4.4. Для достижения максимального технико-экономического эффекта, состав и структура АСМД должны комплектоваться оптимальным набором компонентов и функций, обеспечивающих необходимый уровень диагностирование контролируемого оборудования.

4.5. При максимальной комплектации технические средства АСМД должны обеспечивать контроль:

- Диэлектрических свойств изоляции высоковольтных вводов, значений тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta_1$), емкости изоляции (C_1) и их изменений ($\Delta \text{tg}\delta_1$, $\Delta C_1/C_1$).
- Содержания газов, растворенных в трансформаторном масле, включая погрешность измерений (в соответствии с нормативными требованиями РД 153-34.0-46.302 или заменяющим его методическим указаниям по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслонаполненного оборудования;
- Содержания влаги, растворенной в трансформаторном масле, с оценкой тенденции изменения состояния;

- теплового состояния контролируемого объекта, в том числе:
- температуры верхних слоев масла;
- температуры нижних слоев масла;
- температуры на входе и выходе охладителя(ей) (для системы охлаждения типа ДЦ (с дутьем и принудительной циркуляцией масла);
- температуры обмотки (прямое измерение);
- температуру наиболее нагретой точки обмотки (по максимально загруженной стороне ВН, СН, НН);
- состояния системы охлаждения и определение ее эксплуатационного ресурса.
- состояния устройства РПН (при наличии устройства РПН). Расчет перепада температур масла в основном баке и баке контактора РПН, определения механического и электрического износа контактов;
- текущий номер отпайки РПН;
- характеристики ЧР в высоковольтных вводах;
- характеристики ЧР в баке;
- расчета математических моделей, приведенных в Приложении Д.

4.6. АСМД должна иметь возможность импорта измерительных величин, характеризующих режимное состояние контролируемого объекта, в том числе:

- значение напряжения и силы тока в рабочем режиме;
- значение напряжения и силы тока при перенапряжении и к.з..

5 Структура и состав АСМД

5.1.1. Перечень контролируемых параметров для максимальной комплектации АСМД приведен в Таблице 1.

5.1.2. Структура полнофункциональной комплексной АСМД представляет собой трехуровневую систему, представленную на рис. 1.

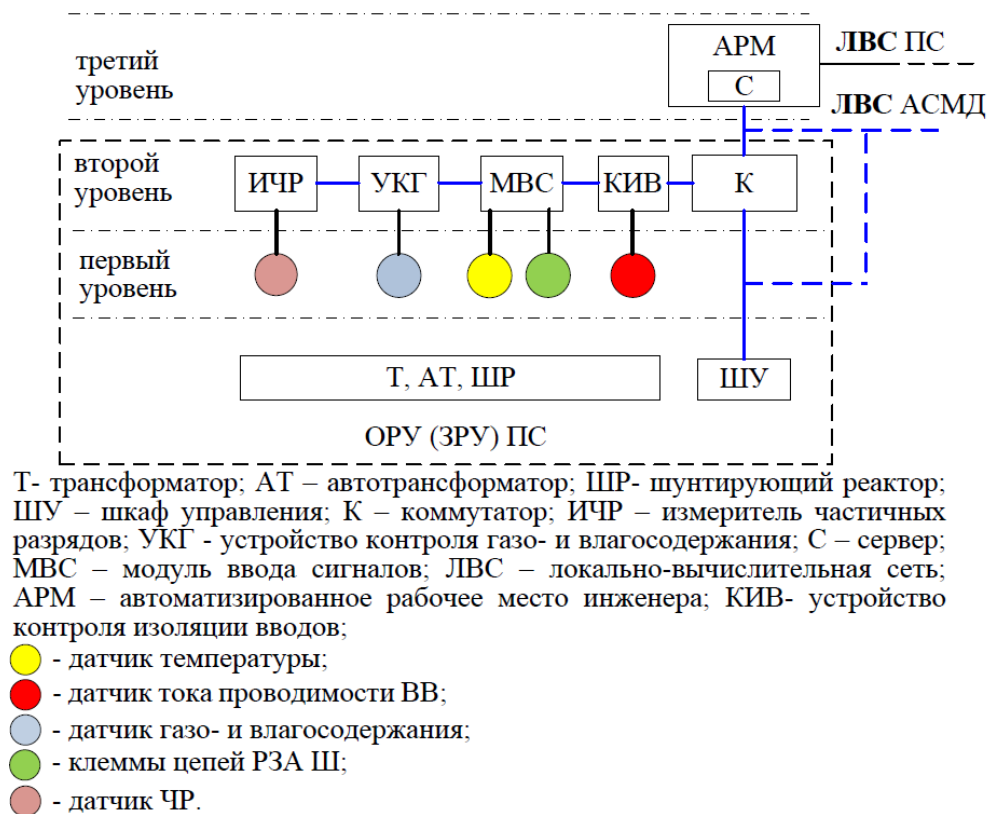


Рис.1 Структурная схема АСМД

5.1.3. Структурная схема АСМД формируется на основе технического задания энергопредприятия, эксплуатирующего диагностируемое оборудование, с учетом решаемых задач, жизненного цикла оборудования, режимов его работы в энергосистеме и важности в энергоснабжении.

Количество и типы элементов ПТК АСМД определяются структурой конкретной системы.

5.2. Первый уровень ПТК АСМД

К первому уровню относятся датчики, выполняющие непосредственное измерение диагностических и информационных параметров (датчики температуры, газо- и влагосодержания масла, ЧР и т.д.), в том числе, в составе технических устройств (например, приборы контроля газов и влаги, растворенных в трансформаторном масле и т.п.), а также, выходные каналы устройств РЗА и АСУ ТП выдающие сигналы, являющиеся первичными данными для устройств второго уровня АСМД.

Если датчик первого уровня АСМД имеет возможность выдачи информации в цифровом или аналоговом виде, то предпочтение должно быть отдано применению цифровых протоколов передачи данных.

Датчики первого уровня АСМД устанавливаются в соответствии с Приложением А и/или указаниями инструкции по эксплуатации контролируемого объекта, используемого устройства.

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

Точность измерения электрических параметров в переходных процессах

не нормирована и определяется характеристиками элементов измерительного канала.

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается применение газоанализаторов, определяющих уровень (концентрацию) отдельных компонентов растворённых в масле газов, указанных в Таблице 1, при сохранении диапазона и чувствительности к каждому компоненту.

Таблица 1. Технические требования к датчикам входной информации ПТК АСМД

№ п/п	Название измеряемой величины	Рабочий диапазон измерений	Количество параметров, шт.			Интервал опроса	Примечание
			для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3- фазн. группы	для 3- фазн. оборуд.		
1	Температура окружающей среды	$-60 \leq \theta_{\text{в}} < +50$	1			В соответствии с требованиями к АСУ ТП	Экспорт из АСУ ТП
2	Мощность активная (фазная), $P_{\text{ф}}$, Вт	соответствует метрологически подтверждённому рабочему диапазону первичных преобразователей тока и напряжения	1	3	3		
3	Мощность реактивная (фазная), $Q_{\text{ф}}$, вар	$0,05 I_{\text{ном}} \leq I < 1,2 I_{\text{ном}}$	1	3	3		
4	Мощность полная (фазная), $S_{\text{ф}}$, ВА	$0,05 I_{\text{ном}} \leq I < 1,2 I_{\text{ном}}$	1	3	3		
5	Сила тока (фазная), $I_{\text{ф}}$, А	соответствует метрологически подтверждённому рабочему диапазону первичных преобразователей тока	1	3	3		
6	Напряжение фазное (фазное), $U_{\text{ф}}$ В	соответствует метрологически подтверждённому рабочему диапазону первичных преобразователей напряжения	1	3	3		
7	Коэффициент мощности фазный / суммарный, $\cos \phi /$ $\cos \phi_{\Sigma}$	$0,05 I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{ном}}$	1	3	3		
8	Содержание влаги в масле	от 0,5 до 100 % относительной влажности	4 – 20 мА или цифровой выход	1		Не реже 1 раза в 4 часа	Датчик влагосодержания масла
9	Содержание водорода (H_2) в масле, % об.	Область измеряемых концентраций: От величины предела	1	3	1	Не реже 1 раза в 4 часа	Прибор контроля растворенных газов
10	Содержание метана (CH_4) в		1	3	1		

№ п/п	Название измеряемой величины	Рабочий диапазон измерений		Количество параметров, шт.			Интервал опроса	Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3- фазн. группы	для 3- фазн. оборуд.		
	масле, % об.	обнаружения измеряемого газа до не менее 5 кратной величины предельно допустимой концентраций измеряемого газа						Предел обнаружения определяемых в масле газов должен быть не выше, % об. : - водород - 0,0005; - метан - 0,0001; - этилен - 0,0001; - этан - 0,0001; - ацетилена - 0,00005; - угарный газ - 0,002; - углекислый газ - 0,002
11	Содержание ацетилена (C ₂ H ₂) в масле, % об.			1	3	1		
12	Содержание этилена (C ₂ H ₄) в масле, % об.			1	3	1		
13	Содержание этана (C ₂ H ₆) в масле, % об.			1	3	1		
14	Содержание угарного газа (CO) в масле, % об.			1	3	1		
15	Содержание углекислого газа (CO ₂) в масле, % об.			1	3	1		
16	Кажущийся заряд, <i>q</i>	от 0,1 до 20 нКл		В зависимости от технических особенностей датчика			Не реже 1 раза в минуту	Датчик устанавливается в местах установки герметичных опорных изоляторов
17	Температура верхних слоёв масла, °С	-60 - +150	4 - 20 мА (или Pt100)	1	3	1	Не реже 1 раза в минуту	Температурный датчик устанавливается на крышке бака
18	Температура нижних слоёв масла, °С	-60 - + 100	4 - 20 мА (или сопротивление Pt100)	1	3	1	Не реже 1 раза в 15 минут	Датчик температуры
19	Температура масла на входе охладителя, °С	-60 - + 100	4 - 20 мА (или сопротивление Pt100)	По 1-му на каждый охладитель			Не реже 1 раза в минуту	Температурный датчик устанавливается на входе охладителя
20	Температура масла на выходе охладителя, °С	-60 - + 100	4 - 20 мА (или сопротивление	По 1-му на каждый охладитель			Не реже 1 раза в минуту	Температурный датчик устанавливается на

№ п/п	Название измеряемой величины	Рабочий диапазон измерений		Количество параметров, шт.			Интервал опроса	Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3- фазн. группы	для 3- фазн. оборуд.		
			Pt100)					выходе охладителя
21	Температура обмотки (прямое измерение)	-40 - + 200 °C	Соответствует количеству обмоток	Датчик температуры (оптоволоконный)			Не реже 1 раза в минуту	
22	Температура масла в баке контактора РПН, °C	-40 - + 150	4 - 20 мА (или сопротивление Pt100)	По 1-му на каждый бак РПН			Не реже 1 раза в минуту	Температурный датчик устанавливается на бак РПН
23	Ток или мощность привода РПН	0 - 3 А 0 - 3 кВт	4...20 мА	По 1-му на каждый привод РПН			не менее 1 раза в секунд в процессе переключения	Датчик тока или мощности из шкафа привода РПН
24	Текущий номер отпайки РПН	1 – 43	4...20 мА от датчика положения или ток статора и напряжения сальсин- датчика					Датчик положения РПН
25	Ток проводимости основной изоляции вводов	датчики должны подбираться индивидуально под тип вводов		Соответствует количеству вводов с выводами ПИН			-	Датчик тока утечки
26	Время	0 - 35000 ч		-			-	-
27	Расход масла через каждый охладитель	0-100 м³/ч		Соответствует количеству охладителей			-	Датчик расхода масла
28	Давление масла в герметичных маслонаполненных вводах с бумажно-масляной	0,02 - 0,3 МПа		Соответствует количеству вв/вводов+ нейтраль + заземление			-	Датчик давления масла (при наличии технической возможности подключения)

№ п/п	Название измеряемой величины	Рабочий диапазон измерений	Количество параметров, шт.			Интервал опроса	Примечание
			для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3- фазн. группы	для 3- фазн. оборуд.		
	изоляция						

Таблица 2. Требования к нормам погрешности измерений параметров АСМД и МХ СИ

№ п.п.	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений		Максимальная допустимая погрешность измерений параметра	Требования к МХ СИ ИК АСУ ТП/ССПИ (не хуже)				Отнесение к сфере ГР					
						ЦИП, предел основной допускаемой погрешности		ТТ, КТ	ТН, КТ						
						δ, %	γ, %								
1	Сила тока (фазная), $I_{\text{ф}}$, (А)	110 кВ и выше	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$		±11,5 %	±10	±0,5	0,2	-	Вне ГР					
			$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 I_{\text{НОМ}}$		±6,0 %	±5									
			$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 I_{\text{НОМ}}$		±3,0 %	±2,5									
			$1,0 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,2 I_{\text{НОМ}}$		±1,0 %	±0,5									
		110 кВ и выше (схема суммирован ия)	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$		±11,5 %	±10	±0,5	0,2	-						
			$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 I_{\text{НОМ}}$		±6,0 %	±5									
			$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0 I_{\text{НОМ}}$		±3,0 %	±2,5									
			$1,0 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,2 I_{\text{НОМ}}$		±1,0 %	±0,5									
2	Напряжение (фазное/линейное) $U_{\text{ф}}/U_{\text{л}}$	110 кВ и выше	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$		±1,0 %	±0,5	±0,5	-	0,2	Вне ГР					
3	Мощность активная (фазная)	110 кВ и выше	$0,25 \leq \cos \phi < 0,5$	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,2 I_{\text{НОМ}}$	не норм.	не норм.	±0,5	0,2	0,2	Вне ГР					
				$0,5 \leq \cos \phi < 0,8$	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$	±11,5 %					±10				
					$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 I_{\text{НОМ}}$	±6,0 %					±5				
					$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1 I_{\text{НОМ}}$	±3,0 %					±2,5				
			$1 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$		±1,5 %	±0,5									
			$0,8 \leq \cos \phi < 1,0$	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$	±11,5 %	±10									
				$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 I_{\text{НОМ}}$	±6,0 %	±5									
				$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1 I_{\text{НОМ}}$	±3,0 %	±2,5									
				$1 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$	±1,0 %	±0,5									
			110 кВ	$0,25 \leq \cos \phi < 0,5$	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,2 I_{\text{НОМ}}$	не норм.					не норм.	±0,5	0,2	0,2	Вне ГР

№ п.п.	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений		Максимальная допустимая погрешность измерений параметра	Требования к МХ СИ ИК АСУ ТП/ССПИ (не хуже)			Отнесение к сфере ГР
						ЦИП, предел основной допускаемой погрешности		ТТ, КТ	ТН, КТ
						δ, %	γ, %		
4	Мощность реактивная (фазная)	и выше (схема суммирования)	0,5 ≤ cosφ < 0,8	0,05 I _{НОМ} ≤ I < 0,1 I _{НОМ}	±12,5 %	±10			
				0,1 I _{НОМ} ≤ I < 0,2 I _{НОМ}	±7,5 %	±5			
				0,2 I _{НОМ} ≤ I < 1 I _{НОМ}	±4,0 %	±2,5			
				1 I _{НОМ} ≤ I ≤ 1,2 I _{НОМ}	±2,5 %	±0,5			
			0,8 ≤ cosφ < 1,0	0,05 I _{НОМ} ≤ I < 0,1 I _{НОМ}	±11,5 %	±10			
				0,1 I _{НОМ} ≤ I < 0,2 I _{НОМ}	±6,0 %	±5			
				0,2 I _{НОМ} ≤ I < 1 I _{НОМ}	±3,5 %	±2,5			
				1 I _{НОМ} ≤ I ≤ 1,2 I _{НОМ}	±1,5 %	±0,5			
		110 кВ и выше	0,25 ≤ cosφ < 0,5	0,05 I _{НОМ} ≤ I < 0,1 I _{НОМ}	±11,5 %	±10	±0,5	0,2	0,2
				0,1 I _{НОМ} ≤ I < 0,2 I _{НОМ}	±6,0 %	±5			
				0,2 I _{НОМ} ≤ I < 1 I _{НОМ}	±3,0 %	±2,5			
				1 I _{НОМ} ≤ I ≤ 1,2 I _{НОМ}	±1,0 %	±0,5			
			0,5 ≤ cosφ < 0,8	0,05 I _{НОМ} ≤ I < 0,1 I _{НОМ}	±11,5 %	±10			
				0,1 I _{НОМ} ≤ I < 0,2 I _{НОМ}	±6,0 %	±5			
				0,2 I _{НОМ} ≤ I < 1 I _{НОМ}	±3,0 %	±2,5			
				1 I _{НОМ} ≤ I ≤ 1,2 I _{НОМ}	±1,5 %	±0,5			
			0,8 ≤ cosφ < 0,97	0,05 I _{НОМ} ≤ I < 1,2 I _{НОМ}	Не норм.	Не норм.			
		110 кВ и выше (схема суммирования)	0,25 ≤ cosφ < 0,5	0,05 I _{НОМ} ≤ I < 0,1 I _{НОМ}	±11,5 %	±10	±0,5	0,2	0,2
				0,1 I _{НОМ} ≤ I < 0,2 I _{НОМ}	±6,0 %	±5			
				0,2 I _{НОМ} ≤ I < 1 I _{НОМ}	±3,0 %	±2,5			
				1 I _{НОМ} ≤ I ≤ 1,2 I _{НОМ}	±1,0 %	±0,5			
			0,5 ≤ cosφ < 0,8	0,05 I _{НОМ} ≤ I < 0,1 I _{НОМ}	±11,5 %	±10			
				0,1 I _{НОМ} ≤ I < 0,2 I _{НОМ}	±6,0 %	±5			

№ п.п.	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений	Максимальная допустимая погрешность измерений параметра	Требования к МХ СИ ИК АСУ ТП/ССПИ (не хуже)				Отнесение к сфере ГР	
					ЦИП, предел основной допускаемой погрешности		ТТ, КТ	ТН, КТ		
					δ, %	γ, %				
				$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1 I_{\text{НОМ}}$	±3,0 %	±2,5				
				$1 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$	±1,5 %	±0,5				
			$0,8 \leq \cos \phi < 0,97$	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,2 I_{\text{НОМ}}$	Не норм.	Не норм.				
5	Мощность полная (фазная)	110 кВ и выше	-	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$	±11,5 %	±10	±0,5	0,2	0,2	Вне ГР
				$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 I_{\text{НОМ}}$	±6,0 %	±5				
				$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1 I_{\text{НОМ}}$	±3,0 %	±2,5				
				$1 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$	±1,5 %	±0,5				
		110 кВ и выше (схема суммирован ия)	-	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$	±12,0 %	±10				
				$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2 I_{\text{НОМ}}$	±7,0 %	±5				
				$0,2 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1 I_{\text{НОМ}}$	±4,0 %	±2,5				
				$1 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$	±2,0 %	±0,5				
6	Коэффициент мощности фазный / суммарный, $\cos \phi$ / $\cos \varphi_{\Sigma}$	110 кВ и выше	$0,25 \leq \cos \phi < 1,0$	$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$	не норм.	±0,01 ед. (Δ)	0,2	0,2	-	Вне ГР

Таблица 3. Требования к нормам погрешности измерений параметров контроля АСМД, и МХ измерительных компонентов

№ п.п	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений	Требования к МХ СИ (класс допуска, КТ или предел погрешности)		Отнесение к сфере ГР
				ПП (включая ИП) или ЦИП (БМ СМ при непосредственном измерении БМ), (не хуже)	БМ СМ или ЦИП АСУ ТП (только при измерении сигнала от ПП) (не хуже)	
1	Температура окружающей среды	110 кВ и выше	$-60 \leq \theta_{\text{в}} < +50$	$\pm 3, (\Delta)$	0,5 % (γ)	Вне ГР
2	Содержание водорода (H ₂) в масле, % об.	110 кВ и выше	Область измеряемых концентраций: менее 0,001 0,001- 0,005 0,005 – 0,05 более 0,05	Суммарная погрешность измерения, % отн. не более 50 не более 20 не более 10		Вне ГР
3	Содержание метана (CH ₄) в масле, % об.	110 кВ и выше				Вне ГР
4	Содержание ацетилена (C ₂ H ₂) в масле, % об.	110 кВ и выше				Вне ГР
5	Содержание этилена (C ₂ H ₄) в масле, % об.	110 кВ и выше				Вне ГР
6	Содержание этана (C ₂ H ₆) в масле, % об.	110 кВ и выше				Вне ГР
7	Содержание угарного газа (CO) в масле, % об.	110 кВ и выше				Вне ГР
8	Содержание углекислого газа (CO ₂) в масле, % об.	110 кВ и выше				Вне ГР
9	Температура верхних слоев масла, °С	110 кВ и выше	-60 - +150	Не норм.	0,5 % (γ)	Вне ГР
10	Температура нижних слоев масла, °С	110 кВ и выше				
11	Температура масла на входе в охладитель, °С	110 кВ и выше	-60 - + 100	$\pm 3, (\Delta)$		
12	Температура масла на выходе	110 кВ				

№ п.п	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений	Требования к МХ СИ (класс допуска, КТ или предел погрешности)		Отнесение к сфере ГР
				ПП (включая ИП) или ЦИП (БМ СМ при непосредственном измерении БМ), (не хуже)	БМ СМ или ЦИП АСУ ТП (только при измерении сигнала от ПП) (не хуже)	
	из охладителя, °С	и выше				
13	Ток проводимости основной изоляции вводов, мА	110 кВ и выше	0 - 100	2 % (γ)	0,5 % (γ)	Вне ГР
14	Время, ч	110 кВ и выше	0 - 35000	± 1с (при внешней синхронизации времени)		Вне ГР

Таблица 4. Перечень параметров АСМД, точность измерения которых не нормируется

№ пп	Наименование измеряемого параметра	Уровень напряжения	Рабочий диапазон измерений	Требования к процедуре и СИ
1	Текущий номер отпайки РПН	110 кВ и выше	1 – 43	В соответствии с примененным методом контроля и ИЭ прибора
2	Температура масла в баке контактора РПН ¹⁾		-40 - + 150 °С	
3	Расход масла через каждый охладитель		0-100 м ³ /ч	
4	Кажущийся заряд		от 0,1 до 20 нКл	
5	Ток или мощность привода РПН		4-20 мА	
6	Содержание влаги в масле		от 0,5 до 100 % относительной влажности	
7	Температура обмотки (прямое измерение)		-40 - 200 °С	
8	Давление масла в герметичных маслонаполненных вводах с бумажно-масляной изоляцией		0,02 - 0,3 МПа	

5.3. Второй уровень ПТК АСМД

Уровень II – является совокупностью устройств, которые обеспечивают сбор и обработку сигналов, полученных от датчиков первого уровня, включая методики косвенных измерений Второй уровень осуществляет информационный обмен с третьим уровнем АСМД.

Средствами второго уровня должны быть реализованы следующие функции:

- математическая обработка;
- решение расчетно-аналитических задач.

Допускается реализация средств первого и второго уровней АСМД в виде единых аппаратных блоков.

Допускается использование единого второго уровня для групп однофазных Т, АТ или ШР.

Устройства второго уровня АСМД устанавливаются на площадке РУ в непосредственной близости от контролируемого объекта в специальном шкафу (ЭТШ).

Суммарная погрешность измерений ИК с учетом погрешности преобразования результатов измерений на 2 уровне не должна превышать величин, указанных в Таблицах 2, 3.

Для параметров, точность измерения которых не нормирована, рабочий диапазон измерений определяется в соответствии с Таблицей 4.

5.4. Третий уровень ПТК АСМД

Уровень III выполняется либо в виде единого централизованного ПТК АСМД для всего перечня контролируемого силового масляного трансформаторного оборудования ПС, либо для единичного объекта. В случае наличия на подстанции Цифровой системы АСУ ТП, III уровень АСМД может быть интегрирован в неё.

Решение о конкретной архитектуре АСМД принимается главным техническим руководителем энергообъекта на основе сравнения технико-экономических вариантов реализации АСМД.

На третьем уровне производится:

- обработка и отображение 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;
- функции самодиагностики дистанционного конфигурирования компонентов и проверки исправности аппаратуры нижних уровней АСМД;
- шлюзовые функции;
- связь с ресурсами АСУ ТП;
- передача неоперативной (технологической) информации результатов диагностирования на уровни управления по существующим каналам передачи неоперативной информации;

– формирование электронной базы результатов измерений и отчетных документов по результатам диагностирования.

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



Рис. 2. Схема передачи диагностической информации по уровням управления

На третьем уровне также должны обеспечиваться визуализация 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 по стандартам протоколов обмена данными МЭК 61850, МЭК 60870-5-104 и требованиям к устойчивости к воздействию электромагнитных помех каналы связи должны соответствовать настоящим техническим требованиям.

Перечень входных и выходных 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.

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» СТО 56947007–25.040.40.227–2016, СТО 56947007–25.040.40.226–2016.

6.1.2. Построение системы передачи данных АСМД на уровне управления должно строиться на принципах минимизации количества установленных элементов, в максимальном объеме учитывать и задействовать ранее установленные технические и программные элементы средств автоматизированного диагностирования.

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

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

6.1.5. АСМД должна иметь возможность принимать сигналы от первичных датчиков, действующих на объекте контроля, и визуализировать на устройстве верхнего уровня.

6.1.6. Технические средства АСМД должны быть оснащены средствами самодиагностики. Вся информация по результатам самодиагностики хранится на третьем уровне 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, протокола 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 АСМД должны обеспечивать возможность визуализации предупредительной и аварийной сигнализации.

6.1.12. Программные средства второго и третьего уровня АСМД должны обеспечивать возможность параметризации и конфигурирования без вывода системы из режима работы.

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

6.1.14. Программные средства АСМД 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. В части МО ПТК АСМД должна удовлетворять требованиям раздела 9.2.

6.2. Надежность технических средств АСМД

6.2.1. КТС всех уровней должен обеспечивать в соответствии с требованиями к АСУ ТП следующие показатели надежности:

- 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 часа (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. Устройства третьего уровня должны сохранять свою работоспособность при несанкционированных отключениях питания в течение 1 ч.

6.2.4. АСМД 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 КТС АСМД

По требованиям к электромагнитной совместимости КТС АСМД должен соответствовать ГОСТ Р 51317.6.5 в части:

- устойчивости к колебательным затухающим помехам - по степени жесткости 3 в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61000-4-12;
- устойчивости к воздействию электростатических разрядов – по степени жесткости 3 по ГОСТ 30804.4.2;
- устойчивости к воздействию микросекундных импульсных помех большой энергии по цепям питания и измерительным цепям - по степени жесткости 4 по ГОСТ Р 51317.4.5;
- устойчивости к воздействию наносекундных импульсных помех по цепям питания и измерительным цепям - по степени жесткости 4 по ГОСТ 30804.4.4;
- устойчивости к динамическим изменениям напряжения питания - по степени жесткости 3 по ГОСТ Р 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 помехоэмиссии (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 на Т, АТ, ШР или вблизи него при удовлетворении следующих эксплуатационных характеристик:

- рабочая температура окружающей среды (минус 60 ... 40) °С;
- относительная влажность не выше 95 % при 25 °С;
- атмосферное давление (84 ... 106) кПа;
- степень защиты не ниже IP54 по ГОСТ 14254;
- механические факторы - по группе М6 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) кПа;
- степень защиты не ниже IP54 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 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники».

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 расчета и прогнозирования индекса технического состояния [25];
- 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 расчета результатов косвенных измерений по данным измерений датчиков первого уровня с нормированной точностью;
- алгоритмов реализации связи АСМД с подсистемами верхнего уровня.

Типовой перечень математических моделей приведен в Приложении Д настоящего СТО.

7.2. Требования к функциональности ПО

Программное обеспечение системы должно обеспечивать решение 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. В системе должно предусматриваться 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-ти 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 архивной информации форматах «*.xls» или «*.csv», или 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. Должен быть реализован учет с возможностью 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 последующего просмотра и обработки архивных данных, включая построение графиков, без подключения к АСМД;

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

7.2.3. ПО должно представляться с соответствующими сертификатами и лицензиями.

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

7.2.4. Метрологические задачи

Алгоритмы ПО содержащие расчеты, связанные с выполнением косвенных измерений на основании измерений датчиков первого уровня, должны быть выполнены на основании методик измерений, соответствующих требованиям раздела 9.2.

7.3. Защита информации КТС АСМД

7.3.1. АСМД должна удовлетворять требованиям безопасности, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.11.2018 №1015 .

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

7.3.3. 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;
- защита информации от несанкционированного доступа должна обеспечиваться:
 - с помощью системы паролей (при попытке входа, записи, коррекции или удаления информации);
 - 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.

7.3.4. При записи информации в оперативный архив может быть обеспечена синхронная запись информации на резервный носитель.

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

8 Реализация третьего уровня АСМД

Реализация третьего уровня АСМД заключается в следующем:

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

- получение оперативным персоналом на АРМ ОП (в составе АСУ ТП) дополнительной информации, позволяющей персоналу уточнить оценку текущего состояния силового масляного трансформаторного оборудования;
- экспорт данных из АСУ ТП;
- передача результатов измерений и выводов о состоянии диагностируемого оборудования;
- локальный и удаленный доступ по защищенному протоколу к данным АСМД с использованием ресурсов АСУ ТП, АСДТУ и АСТУ.

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

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

После обрыва связи и при повторных запусках, как ПТК АСУ ТП, так и контроллеров АСМД, должно обеспечиваться автоматическое восстановление связи.

9 Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение КТС АСМД

9.1. ТО КТС АСМД

9.1.1. Для обеспечения функционирования АСМД в процессе эксплуатации в руководстве по эксплуатации должны быть предусмотрены мероприятия по ее ТО. Объем и периодичность ТО определяется исходя из функционала и конструктивных особенностей АСМД и ее элементов.

9.1.2. ТО элементов АСМД, установленных на первичном оборудовании, рекомендуется проводить в сроки, соответствующие срокам проведения ТОиР этого оборудования.

9.1.3. Объем и порядок проведения работ по ТО АСМД устанавливается в инструкциях, разрабатываемых на этапе разработки РД. На этапе эксплуатации инструкции согласовываются МЭС, вводятся как ОРД ПМЭС. Проведение ТО однотипного оборудования, эксплуатируемого в разных ПМЭС, по разным инструкциям не допускается.

9.1.4. В технологическую карту на ремонт первичного оборудования, на котором установлены элементы АСМД, и в объем которого включено ТО АСМД, необходимо включать операции ТО АСМД.

9.1.5. В объем ТО АСМД необходимо включать операции ТО и МО СИ, входящих в АСМД в объеме и в соответствии с порядком, соответствующем требованиям раздела 9.2.

9.2. МО АСМД

9.2.1. Общие требования

В части МО измерения, выполняемые АСМД должны соответствовать

требованиям СТО 59347007-29.240.01.195-2014.

Требования настоящего раздела относятся только к измерениям и средствам измерений, применяемым для измерения параметров, приведенных в Таблицах 2 – 3.

В отношении параметров, приведенных в Таблице 1, но не указанных в Таблицах 2-3, требований к метрологическому обеспечению процедур контроля параметров и устройствам, применяемым при контроле, не предъявляется. Оборудование, контролирующее параметры, указанные в Таблице 4 подлежит техническому обслуживанию персоналом подразделений, эксплуатирующих АСМД в объеме, определяемом руководством по эксплуатации.

9.2.2. Требования к КТС

9.2.2.1. Датчики первого уровня

КТС первого уровня (первичные датчики), являющиеся СИ должны иметь:

- действующее свидетельство об утверждении типа СИ с приложением (описание типа);

Их метрологические характеристики должны быть нормированы по всем измеряемым параметрам, во всем требуемом диапазоне измерений и для всех измерительных выходов.

- конструктивную возможность проведения поверки/калибровки в процессе эксплуатации;

- методику поверки/калибровки;

- возможность поверки/калибровки в регионе эксплуатации;

- свидетельство (сертификат) о поверке/калибровке и/или оттиска клейма (отметку в паспорте).

Для первичных датчиков, являющихся СИ, представляющих собой неотъемлемую часть конструкции Т, АТ, ШР, и не имеющих возможности демонтажа для ТОиР и поверки/калибровки, срок службы и межповерочный интервал должен быть равен сроку службы первичного оборудования, на котором они установлены.

9.2.2.2. Требования к КТС второго уровня

СИ, входящие в состав КТС второго уровня, должны иметь документацию, перечисленную в пункте 9.2.2.1 настоящего СТО.

9.2.2.3. Требования к КТС третьего уровня

КТС третьего уровня должен иметь:

- комплект эксплуатационной документации (техническая документация в соответствии со стандартами ЕСКД);

- документацию по метрологическому обеспечению.

9.2.3. При необходимости метрологического обслуживания измерительного оборудования, подразделение ответственное за эксплуатацию АСМД, инициирует согласование и внесение средств измерений в годовой план-график подразделения метрологического обеспечения.

10 Комплект поставки АСМД

В типовой комплект поставки оборудования АСМД должны входить:

- комплект датчиков первого уровня. Допускается частичная поставка первичных датчиков в составе комплектной поставки силового масляного трансформаторного оборудования;
- ЭТШ (для устройств второго и третьего уровней АСМД);
- устройства второго и ПТК третьего уровней АСМД;
- специализированное программное обеспечение на твердом носителе;
- комплект ЗИП (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

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 в процессе эксплуатации;
- действующее свидетельство о поверке и/или оттиск клейма.

Для ИК:

- паспорт-протокол;
- методика калибровки ИК;
- действующий протокол калибровки (или отметка в паспорте протоколе);

Для ПТК 2 уровня:

- паспорт;
- руководство по эксплуатации;
- копия действующего свидетельства об утверждении типа средств измерений с приложением (описание типа);
- действующее свидетельство о поверке и/или оттиск клейма.

Документация должна быть оформлена в соответствии с требованиями к ЕСКД.

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

13 Обучение персонала

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

Обучение должно проводиться по программе, согласованной с заказчиком.

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.

15 Технические требования к мобильным АСМД

15.1. Функциональные требования к АСМД

Мобильная АСМД должна обеспечивать контроль диагностических параметров и оценку технического состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов класса напряжения 110 кВ и выше по ограниченному числу контролируемых параметров с учетом динамики их изменения, с использованием расчетно-аналитических моделей, а также возможность оперативной переустановки мобильной АСМД на другие фазы или другое оборудование, аналогичное контролируемому.

15.1.1. Основные диагностические параметры, контролируемые мобильной АСМД:

- содержание газов в масле (водород и оксид углерода);
- содержание влаги в масле;
- температуру масла.

СИ, входящие в АСМД должны удовлетворять требованиям раздела 15.4.

15.1.2. Приведенные в настоящем стандарте основные диагностические параметры являются рекомендательными. Перечень диагностических параметров, контролируемых мобильной АСМД, должен определяться решением технического руководителя энергообъекта.

15.1.3. Мобильная АСМД должна выполнять функции:

- формирования сигналов предупредительной и аварийной сигнализации по контролируемым параметрам;
- самодиагностики собственных программно-технических средств;
- формирования архивов долговременного хранения диагностической информации.

– Мобильная АСМД должна обеспечивать измерение содержания газов, растворенных в масле с нормируемой погрешностью (не хуже приведенной в Таблицах 1, 2 настоящего СТО), без использования вспомогательных газов-носителей. Поставляемое оборудование по измерению содержания газов, растворенных в масле должно быть внесено в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Госреестр).

15.1.4. Мобильная АСМД должна формировать и обеспечивать индикативное отражение оценки технического состояния Т, АТ, ШР на основании анализа динамики изменения контролируемых параметров по трехуровневой шкале и выдавать сигнал в режиме:

- «зеленый» – «норма»;
- «желтый» – «повышенная опасность»;
- «красный» – «аварийный уровень».

15.2. Структура и состав АСМД

Мобильная АСМД должна иметь трехуровневую структуру.

15.2.1. Первый уровень включает первичные датчики, обеспечивающие контроль основных диагностических параметров, набор которых определяется по решению технического руководителя энергообъекта.

15.2.2. Второй уровень должен представлять собой ПТК, обеспечивающий сбор и обработку сигналов, полученных от датчиков первого уровня, выполняющий математическую обработку, накопление данных и информационный обмен со средствами первого уровня. ПТК должен обеспечивать информационный обмен с третьим уровнем посредством беспроводной связи.

Допускается конструктивное исполнение технических средств первого и второго уровня в виде единого технологического блока.

15.2.3. Третий уровень должен включать модуль, обеспечивающий обмен информацией между вторым и третьим уровнем по беспроводным каналам связи, и средства информационного обмена с вышестоящими уровнями системы технологического управления по стандартным интерфейсам и протоколам.

15.2.4. Потеря связи между вторым и третьим уровнем не должна приводить к потере информации, формируемой мобильной АСМД.

15.2.5. На вышестоящем уровне АСТУ должны быть установлены программные средства, обеспечивающие удаленное конфигурирование и обновление ПО компонентов второго и третьего уровня мобильной АСМД.

15.2.6. Комплект мобильной АСМД должен содержать не менее 2-х узлов крепления анализатора к контролируемому силовому оборудованию для возможности монтажа и оперативной перестановки анализатора на другие фазы, аналогичные контролируемому оборудованию.

15.3. Требования к аппаратно-программным средствам

15.3.1. Программные средства мобильной АСМД должны:

- обеспечивать обновление и удаленное конфигурирование ПО всех уровней без вывода контролируемого оборудования из работы;
- обеспечивать выполнение удаленного доступа к диагностической информации мобильной АСМД с нескольких рабочих мест вышестоящих уровней АСТУ с разграничением доступа;
- предусматривать сервисные функции, такие как проверка исправности последовательных каналов связи, синхронизация часов реального времени и т.п.;
- включать в себя средства тестирования компонентов мобильной АСМД на объекте эксплуатации.

15.3.2. Компоненты мобильной АСМД должны быть оснащены средствами самодиагностики с обеспечением определения неисправности до единицы замены и передачи информации по результатам самодиагностики в систему верхнего уровня и отображать с использованием средств индикации.

15.3.3. Технические и программные средства третьего уровня должны содержать стандартные интерфейсы, обеспечивающие передачу информации мобильной АСМД на вышестоящие уровни системы технологического управления по стандартным интерфейсам и протоколам.

15.4. Требования к МО мобильных АСМД.

К СИ, входящим в мобильные АСМД в части МО предъявляются следующие требования:

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

Их метрологические характеристики должны быть нормированы по всем измеряемым параметрам, во всем требуемом диапазоне измерений и для всех измерительных выходов.

- наличие конструктивной возможности проведения поверки/калибровки в процессе эксплуатации;
- наличие методики поверки/калибровки в процессе эксплуатации;
- наличие возможности поверки/калибровки в регионе эксплуатации;
- наличие действующего свидетельства (сертификата) о поверке/калибровке и/или оттиска клейма.

Перечень измеряемых параметров устанавливается в соответствии с п. 15.1.1.

Диапазоны и точность измерений, выполняемых мобильными АСМД, устанавливается аналогично требованиям, предъявляемым к стационарным АСМД, в соответствии с требованиями раздела 5.1.

В процессе эксплуатации СИ, входящие в мобильные АСМД в процессе эксплуатации должны быть поверены / откалиброваны в соответствии с СТО 59347007-29.240.01.195-2014.

15.5. Требования к надежности технических средств

Технические средства всех уровней должны обеспечивать в соответствии с требованиями к АСТУ следующие показатели надежности:

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

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

15.6. Требования к электромагнитной совместимости

15.6.1. По помехоустойчивости технические средства мобильной АСМД должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51317.6.5 и СТО 56947007.29.240.044-2010, в том числе:

- 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 воздействию звенящей и колебательной затухающей волны – по степени жесткости 3 по ГОСТ ИЕС 61000-4-12 и уровню 3 по ГОСТ ИЕС 61000-4-18 соответственно;

- по устойчивости к воздействию электростатических разрядов – по степени жесткости 3 по ГОСТ 30804.4.2;

- по устойчивости к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания переменного тока – для класса электромагнитной обстановки 3 по ГОСТ 30804.4.11;

- по устойчивости электропитания постоянного тока в соответствии с ГОСТ ИЕС 61000-4-29 – провалы напряжения до уровня 70 % на 1 с, до уровня 40 % на 0,1 с, кратковременные прерывания на 0,02 с, изменения напряжения до уровней 80 % и 120 % в течение 3 с;

- технические средства мобильной АСМД при испытаниях на помехоустойчивость должны отвечать критерию качества функционирования «А» (нормальное функционирование по ТУ при воздействиях непрерывного и технологического характера) и критерию «В» при остальных воздействиях (допускаются кратковременные нарушения функционирования или ухудшение параметров с последующим восстановлением нормального функционирования без вмешательства оператора).

15.6.2. По излучаемым помехам технические средства мобильной

АСМД должны удовлетворять нормам помехоэмиссии (индустриальным радиопомехам – ИРП) для оборудования класса А по ГОСТ 30805.22 по излучаемым и кондуктивным ИРП на сетевых зажимах и портах связи.

15.7. Требования к безопасности

15.7.1. Технические средства мобильной АСМД должны соответствовать требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» ТР ТС 004/2011 и 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 должны соответствовать классу I по ГОСТ 12.2.007.0.

15.7.2. По условиям пожаробезопасности технические средства должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.004.

15.7.3. Требования к организации электропитания и контуров защитного заземления технических средств должны быть обеспечены в соответствии с РД 153-34.1-35.137 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники».

15.8. Обеспечение информационной безопасности

В рамках обеспечения информационной безопасности мобильная АСМД должна соответствовать требованиям следующих нормативных документов:

- Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».
- ГОСТ Р 51583-14 Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения.
- ГОСТ Р 53115-08 Защита информации. Испытание технических средств обработки информации на соответствие требованиям защищенности от несанкционированного доступа. Методы и средства.
- ГОСТ Р 55062-12 Информационные технологии (ИТ). Системы промышленной автоматизации и их интеграция. Интероперабельность. Основные положения.
- ГОСТ Р 56498-15 (IEC/PAS 62443-3:2008) Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы. Часть 3. Защищенность (кибербезопасность) промышленного процесса измерения и управления.
- 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».
- Распоряжение ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140р «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности

АСТУ».

- Приказ Минэнерго России от 06.11.2018 № 1015 «Об утверждении требований в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования».

- 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».

- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2013 № 378 «Об утверждении стандартов организации по информационной безопасности» (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.08.2014 № 353).

- Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

- Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации (с изменениями от 26.03.2019).

- Постановление Правительства РФ от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений (с изменениями от 13.04.2019).

15.9. Техническое обслуживание

15.9.1. Для обеспечения функционирования мобильной АСМД в процессе эксплуатации, в руководстве по эксплуатации должны быть предусмотрены мероприятия по монтажу и ее техническому обслуживанию.

15.9.2. Требования к метрологическим характеристикам определяются установленными в нормативных документах техническими нормами на оборудование, а также характером использования результатов измерений.

15.9.3. При необходимости проведения калибровок и подстройки технических средств в процессе профилактических ремонтов, должны быть

разработаны методики проведения указанных работ, метрологическое обеспечение и технологическое программное обеспечение.

15.9.4. Частота и объем технического обслуживания первичных датчиков должны определяться эксплуатационной документацией, но техническое обслуживание должно проводиться не чаще 1 раза в год. Калибровка и подстройка технических средств могут допускаться между процедурами технического обслуживания.

15.10.Гарантийный срок

Гарантийный срок эксплуатации оборудования должен быть не менее 36 месяцев с даты начала эксплуатации, но не более 42 месяцев с момента отгрузки оборудования изготовителем (поставщиком).

15.11.Хранение и транспортирование

Хранение и транспортирование должно осуществляться согласно техническим условиям к компонентам мобильной АСМД.

Требования к монтажу датчиков первого уровня стационарных и мобильных АСМД

1 Датчики газо- и влагосодержания.

Для измерения газовлагосодержания в трансформаторном масле используются два типа датчиков:

- датчики, монтируемые на баке Т, АТ;
- выносные датчики.

1.1 Способ установки датчиков на баке Т, АТ:

Необходимо установить поворотный вентиль на посадочное место (посадочное место изготавливается и устанавливается для конкретного датчика).

Место установки прибора определяется заказчиком.

1.1.1 Рекомендуемое место монтажа:

- нижняя выходная труба радиатора охлаждения первого охладителя (для системы охлаждения ДЦ на нагнетательной стороне маслососа при его верхнем, либо нижнем расположении);
- для системы охлаждения Д – на торце объединительного верхнего или нижнего коллектора.

Предусмотрены и другие места установки датчика:

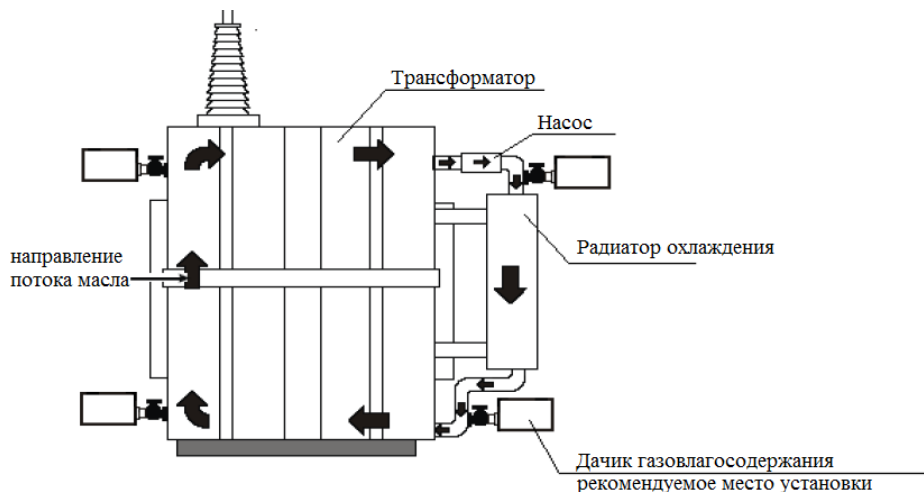
- на уровне наполнительного вентиля (верхняя часть бака);
- на верхней входной трубе радиатора (для системы охлаждения на нагнетательной стороне насоса при его верхнем расположении);
- на уровне сливного вентиля (нижняя часть бака).

1.1.2 Установка датчика запрещена:

- в месте изгиба трубы;
- на впускной стороне насоса.



Приложение А Рисунок 1. Место установки датчиков газовлагосодержания на объединительном коллекторе радиаторов охлаждения



Приложение А Рисунок 2. Место установки датчиков газовой влаги на баке трансформатора

1.2 Способ установки выносных датчиков влажностного и газового содержания:

Перед установкой датчика необходимо определить место монтажа анализатора.

1.2.1 При определении места монтажа должны соблюдаться следующие условия:

1) Длина линии отбора масла и линии возврата масла — не должна превышать 15 м.

2) Места установки вентиля отбора и возврата масла определяет изготовитель силового масляного трансформаторного оборудования, исходя из следующих условий:

а) Рекомендуемое место установки вентиля отбора и возврата масла — выше уровня дна бака трансформатора, на расстоянии не менее 0,5 м.

в) В месте установки вентиля отбора и возврата масла, должна обеспечиваться хорошая циркуляция масла.

3) Линии отбора и возврата масла должны быть термоизолированы.

1.2.2 Для установки анализатора на месте монтажа необходимо изготовить монтажную стойку, которая должна обеспечивать:

1. Свободный доступ ко дну прибора (рекомендуемое расстояние — не менее 1 м от анализатора до земли).

2. Свободную циркуляцию воздуха под корпусом анализатора.

3. Защиту анализатора от возможных вибраций.

1.2.3 После определения места монтажа анализатора, необходимо:

- смонтировать линию отбора трансформаторного масла.

Длину линии отбора масла установить в соответствии с расположением вентиля отбора на трансформаторе и местом монтажа анализатора. Присоединить один конец трубки к вентилю отбора масла на трансформаторе.

- смонтировать линию возврата трансформаторного масла.

Длину линии возврата масла установить в соответствии с расположением вентиля возврата на трансформаторе и местом монтажа

анализатора.

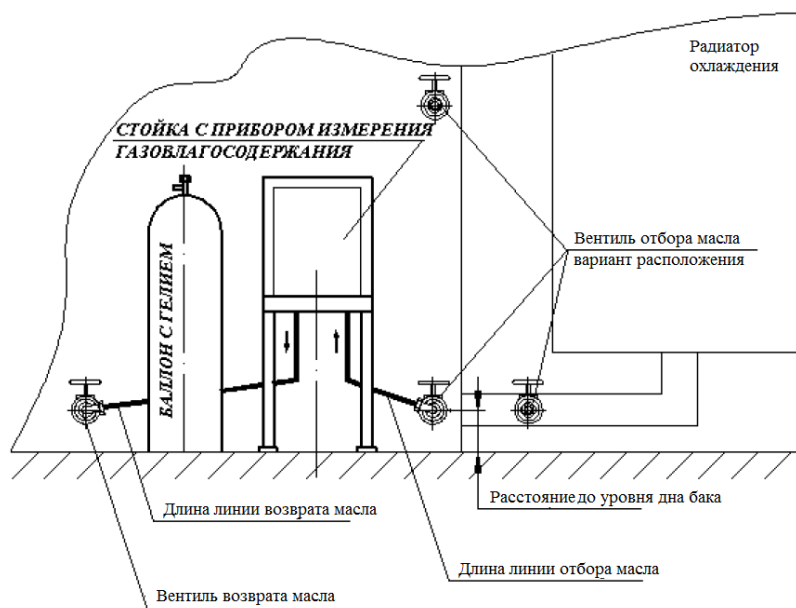
Присоединить один конец трубки к вентилю возврата масла на трансформаторе.

- смонтировать теплоизоляционную защиту на линии отбора и возврата масла.

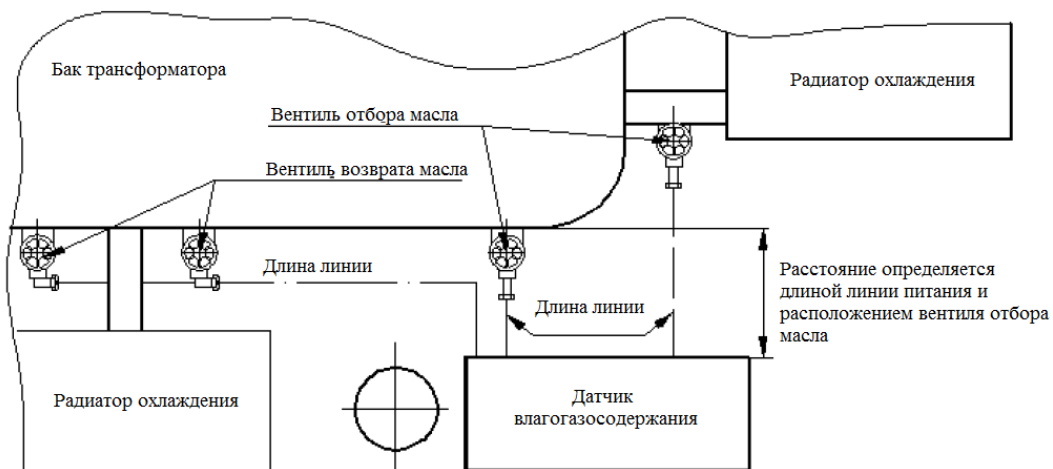
- закрепить корпус анализатора на монтажную стойку с помощью комплекта крепежных изделий, в соответствии с технической документацией.

- выполнить все необходимые подключения внешних электрических цепей к анализатору.

- подключить заземляющий провод к клемме заземления на корпусе анализатора и заземляющему контуру реактора трансформатора.



Приложение А Рисунок 3. Место установки датчиков выносного типа (вид спереди)



Приложение А Рисунок 4. Место установки датчиков выносного типа (вид сверху)

2 Датчики температуры.

Датчики температуры устанавливаются непосредственно на бак

трансформатора вверху и внизу бака. Рекомендуется установка датчиков температуры на входные и выходные патрубки рабочего охладителя системы охлаждения. Допускается так же использование датчиков температуры верхних слоев масла, установленные на заводе изготовителе трансформатора.

3 Датчики тока нагрузки.

Датчики устанавливаются во вторичные цепи трансформаторов тока. Необходимо устанавливать датчики строго в соответствии с направлением тока, указанным стрелкой на датчике.

4 Датчики ЧР и тока нулевой последовательности.

Датчик тока нулевой последовательности и ЧР в нейтрали трансформатора устанавливается в только глухозаземленной нейтрали. Если по режимам работы трансформатора возможна работа с изолированной нейтралью – датчики устанавливаются после разземляющего ножа (в глухозаземленную часть).

Приложение Б (обязательное)

Типовой перечень аналоговых параметров, контролируемых АСМД

№ п/ п	Параметр, событие	Датчик/ источник информаци и	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примеч ание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3- фазн. группы	для 3- фазн. оборуд.	Обязате льно	Дополнит ельно	
1	Напряжение фазное ВН	ТН подстанци и	(0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
2	Напряжение фазное СН (НН1)	ТН подстанци и	(0–100) В	1	3	3	+(для АТ, Т)		Допуска ется импорт из АСУ ТП
3	Напряжение фазное НН (НН2)	ТН подстанци и	(0–100) В	1	3	3	+(для Т)	+(для АТ)	Допуска ется импорт из АСУ ТП
4	Ток фазный ВН	Встроенны й ТТ	(0–1(5)) А	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
5	Ток фазный СН (НН1)	Встроенны й ТТ	(0–1(5)) А	1	3	3	+(для АТ, Т)		Допуска ется импорт из АСУ ТП
6	Ток фазный НН (НН2)	Встроенны й ТТ	(0–1(5)) А	1	3	3	+(для Т)	+(для АТ)	Допуска ется импорт из АСУ ТП
7	Активная мощность фазная ВН	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
8	Активная мощность фазная СН (НН1)	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП

№ п/ п	Параметр, событие	Датчик/ источник информаци и	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примеч ание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3- фазн. группы	для 3- фазн. оборуд.	Обязате льно	Дополнит ельно	
9	Активная мощность фазная НН (НН2)	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
10	Реактивная мощность фазная ВН	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
11	Реактивная мощность фазная СН (НН1)	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
12	Реактивная мощность фазная НН (НН2)	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
13	Полная мощность фазная ВН	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
14	Полная мощность фазная СН (НН1)	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
15	Полная мощность фазная НН (НН2)	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
16	коэффициент мощности cosφ фазный (ВН)	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП
17	Коэффициент мощности cosφ фазный (СН)	Встроенны й ТТ, ТН подстанци и	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допуска ется импорт из АСУ ТП

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3-фазн. группы	для 3-фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
18	Коэффициент мощности cosφ фазный (НН)	Встроенный ТТ, ТН подстанции	(0–1(5))А (0–100) В	1	3	3	+		Допускается импорт из АСУ ТП
19	Коэффициент мощности cosφ суммарный (ВН, СН, НН)	Встроенный ТТ, ТН подстанции	(0–1(5)) А (0–100) В	1	3	3	+		Допускается импорт из АСУ ТП
20	Содержание водорода (H ₂) в масле	Прибор контроля газосодержания масла	МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104 Modbus, (4–20) мА	1	3	1	+		по отдельному решению Заказчика
21	Содержание метана (CH ₄) в масле	Прибор контроля газосодержания масла	МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104, Modbus, (4–20) мА	1	3	1		+	
22	Содержание ацетилена (C ₂ H ₂) в масле	Прибор контроля газосодержания масла	МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104, Modbus, (4–20) мА	1	3	1		+	
23	Содержание этилена (C ₂ H ₄) в масле	Прибор контроля газосодержания масла			3	1		+	
24	Содержание этана (C ₂ H ₆) в масле	Прибор контроля газосодержания масла	МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104, Modbus, (4–20) мА	1	3	1		+	
25	Содержание угарного газа (CO) в масле	Прибор контроля газосодержания масла	МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104, Modbus, (4–20) мА	1	3	1		+	
26	Содержание углекислого газа (CO ₂) в масле	Прибор контроля газосодержания масла	МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104, Modbus RTU, (4–20) мА	1	3	1		+	
27	Общее газосодержание в масле	Прибор контроля газосодержания масла	МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104, Modbus, (4–20) мА	1	3	1		+	

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/ источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3-фазн. группы	для 3-фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
28	Содержание влаги, растворенной в масле	Прибор контроля влагосодержания масла	МЭК 61850, (MMS), МЭК 60870-5-104, Modbus , (4–20) мА	1	3	1	+		
29	Номер положения РПН (при наличии)	Датчик положения РПН	(4–20) мА	1	3	1(3) соответствует типу РПН	+(при наличии РПН)		
30	Температура масла в контакторе РПН ¹⁾	Датчик температуры	(4–20) мА	1	3	1(3) соответствует типу РПН	+(при наличии РПН)		
31	Температура верхних слоев масла	Датчик температуры	(4–20) мА	1	3	1	+		
32	Температура нижних слоев масла	Датчик температуры	(4–20) мА	1	3	1	+		
33	Температура обмотки прямое измерение	Датчик температуры (оптоволоконный)	(4–20) мА	Соответствует количеству обмоток	Соответствует количеству обмоток	Соответствует количеству обмоток	-		(по отдельному решению Заказчика)
34	Температура масла на входе в охладитель	Датчик температуры	(4–20) мА	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	–		(по отдельному решению Заказчика)
35	Температура масла на выходе из охладителя	Датчик температуры	(4–20) мА	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	–		
36	Температура окружающей среды	Датчик температуры	(4–20) мА	–	1	1	+		
37	Расход масла через каждый охладитель	Датчик расхода	МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104, (4–20) мА	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	-		(по отдельному решению Заказчика)

№ п/ п	Параметр, событие	Датчик/ источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3- фазн. группы	для 3- фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
38	Ток проводимости и основной изоляции вводов	Датчик тока утечки	(0–100) мА 50Гц	Соответствует количеству вводов с выводами ПИН	Соответствует количеству вводов с выводами ПИН	Соответствует количеству вводов с выводами ПИН	+	(наличие выводов ПИН)	
39	Характеристики ЧР: - кажущийся заряд ЧР,	Датчики ЧР	МЭК 61850, (MMS), МЭК 60870-5-104	Соответствует количеству вв/вводов+ нейтраль+ заземление	Соответствует количеству вв/вводов+ нейтраль+ заземление	Соответствует количеству вв/вводов+ нейтраль+ заземление		+	(по отдельному решению Заказчика)

Приложение В (обязательное)

Типовой перечень релейных параметров, контролируемых АСМД

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3-фазн. группы	для 3-фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
1	Газовое реле «Сигнал»	Сигнал из АСУ ТП	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104)	1	3	1	-	+	Импорт из АСУ ТП
2	Газовое реле «Отключение»	Сигнал из АСУ ТП	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104)	1	3	1	-	+	Импорт из АСУ ТП
3	Устройство сброса давления (срабатывание)	Сигнал из АСУ ТП	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104)	1 (в зависимости от количества устройств)	3 (в зависимости от количества устройств)	1 (в зависимости от количества устройств)	-	+	Импорт из АСУ ТП
4	Уровень масла в расширителе основного бака «Минимум»	Сигнал из АСУ ТП, Указатель уровня масла	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП
5	Уровень масла в расширителе основного бака «Максимум»	Сигнал из АСУ ТП, Указатель уровня масла	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП
6	Отсечной клапан «Отключение»	Сигнал из АСУ ТП	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104)	1	3	1	-	+	Импорт из АСУ ТП

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/ источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3-фазн. группы	для 3-фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
7	Указатель потока масла в охладителе	Сигнал из АСУ ТП, Датчик потока масла	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	+	В отсуствии датчиков расхода масла	Допускается импорт из АСУ ТП
8	Включены двигатели вентиляторов	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	+		Допускается импорт из АСУ ТП
9	Аварийно отключены двигатели вентиляторов	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП
10	Включены насосы	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	+		Допускается импорт из АСУ ТП
11	Аварийно отключены насосы	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/ источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3- фазн. группы	для 3- фазн. оборуд.	Обязате льно	Дополнит ельно	
12	Включен вспомогательный источник питания	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП
13	Аварийно отключены основной и вспомогательный источники питания	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП
14	Аварийно отключена цепь управления	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП
15	Ручное/Автоматическое управление двигателями вентиляторов	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1	+		Допускается импорт из АСУ ТП
16	Ручное/Автоматическое управление двигателями насосов	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1	+		Допускается импорт из АСУ ТП
17	Аварийно отключена цепь сигнализации	Сигнал из АСУ ТП, Шкаф СО	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/ источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3-фазн. группы	для 3-фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
18	Струйного реле РПН ¹⁾ «Отключение»	Сигнал из АСУ	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104)	1	3	1(3) соответствует типу РПН	-	+	Импорт из АСУ ТП
19	Уровень масла в расширителе РПН ¹⁾ «Минимум»	Сигнал из АСУ ТП, РПН	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1(3) соответствует типу РПН	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП
20	Уровень масла в расширителе РПН ¹⁾ «Максимум»	Сигнал из АСУ ТП, РПН	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1(3) соответствует типу РПН	-	+	Допускается импорт из АСУ ТП
21	Переключение РПН ¹⁾ не завершено	Сигнал из АСУ ТП, РПН	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1(3) соответствует типу РПН	+ (при наличии)		Допускается импорт из АСУ ТП
22	Идет переключение РПН ¹⁾	Сигнал из АСУ ТП, РПН	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1(3) соответствует типу РПН	+ (при наличии)		Допускается импорт из АСУ ТП
23	Питание привода РПН ¹⁾ отключено	Сигнал из АСУ ТП, РПН	Протокол передачи данных АСУТП (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104), Сухой контакт	1	3	1(3) соответствует типу РПН	+ (при наличии)		Допускается импорт из АСУ ТП

Примечание.

1. При наличии устройства РПН.

Приложение Г (обязательное)

Типовой перечень расчетных параметров, контролируемых АСМД

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3-фазн. группы	для 3-фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
1	Коэффициент нагрузки	Математическая модель № 2 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1 (для наиболее загруженной фазы)	+		
2	Температура наиболее нагретой точки	Математическая модель № 3 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1 Для наиболее нагретой (нагруженной) обмотки	3 Для наиболее нагретой (нагруженной) обмотки	1 Для наиболее нагретой (нагруженной) обмотки	+		
3	Физически отработанное время	Математическая модель № 5 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1	+		
4	Календарно отработанное время	Математическая модель № 5 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	1	1	+		
5	Относительная скорость термического износа изоляции	Математическая модель № 5 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1	+		
6	Относительный износ изоляции за календарно отработанное время	Математическая модель № 5 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1	+		
7	Относительное влагосодержание масла	Математическая модель № 4 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1	+		

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/ источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3-фазн. группы	для 3-фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
8	Влагосодержание твердой изоляции	Математическая модель № 4 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1	+		
9	Температура образования пузырьков	Математическая модель № 4 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1	+		
10	Количество повышений напряжения за текущий год	Математическая модель № 1 (см. Приложение Д)	Аналоговый integer	10	30	30	+		
11	Отработанные моточасы вентиляторов	Математическая модель № 6 (см. Приложение Д)	Аналоговый integer	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	+		
12	Отработанный моточасы маслонасосов	Математическая модель № 6 (см. Приложение Д)	Аналоговый integer	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	+		
13	Количество пусков вентиляторов	Математическая модель № 6 (см. Приложение Д)	Аналоговый integer	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	+		
14	Количество пусков маслонасосов	Математическая модель № 6 (см. Таблицу Приложения Д)	Аналоговый integer	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует количеству режимов работы СО (групп охлаждения)	+		
15	Количество переключений РПН ¹⁾ за календарно отработанное время	Математическая модель № 7 (см. Приложение Д)	Аналоговый integer	1	3	1(3) в зависимости от типа РПН	+		

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/ источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3-фазн. группы	для 3-фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
16	Относительный электрический износ контактов РПН ¹⁾ за календарно отработанное время	Математическая модель № 7 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1(3) в зависимости от типа РПН	+		
17	Относительный механический износ контактов РПН ¹⁾ за календарно отработанное время	Математическая модель № 7 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1(3) в зависимости от типа РПН	+		
18	Перепад температуры масла в основном баке и баке контактора РПН ¹⁾	Математическая модель № 7 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	1	3	1(3) в зависимости от типа РПН	+		
19	Тепловой поток системы охлаждения	Математическая модель № 6 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	Соответствует количеству охладителей	-	+	
20	Тангенс угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg}\delta_1$) основной изоляции вводов и его изменение ($\Delta \operatorname{tg}\delta_1$)	Математическая модель № 8 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	Соответствует количеству вводов с выводами ПИН	Соответствует количеству вводов с выводами ПИН	Соответствует количеству вводов с выводами ПИН	+(при наличии выводов ПИН)		
21	Емкости основной изоляции вводов (C_1), и ее изменение ($\Delta C_1/C$)	Математическая модель № 8 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	Соответствует количеству вводов с выводами ПИН	Соответствует количеству вводов с выводами ПИН	Соответствует количеству вводов с выводами ПИН	+(при наличии выводов ПИН)		
22	Расчет внутренних потерь активной части трансформатора (в том числе R_{xx} и R_{k3})	Математическая модель № 9 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	2	6	2		+	

№ п/п	Параметр, событие	Датчик/ источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Обязательность		Примечание
				для 1 фазы 3-фазн. группы	для 3-фазн. группы	для 3-фазн. оборуд.	Обязательно	Дополнительно	
23	Характеристики ЧР (кажущийся заряд ЧР, ток, мощность ЧР)	Математическая модель № 10 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	Соответствует математической модели	Соответствует математической модели	Соответствует математической модели		+	
24	Нагрузочная способность трансформатора	Математическая модель № 11 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	Соответствует количеству контролируемого оборудования	Соответствует количеству контролируемого оборудования	Соответствует количеству контролируемого оборудования	+		
25	Время достижения предельных параметров при текущей нагрузке и схеме работы системы охлаждения	Математическая модель № 11 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	Соответствует количеству контр. оборудования	Соответствует количеству контр. оборудования	Соответствует количеству контр. оборудования	+		
26	Комплексная оценка состояния оборудования в «текущий» момент эксплуатации	Математическая модель № 12 (см. Приложение Д)	Аналоговый floating point	Соответствует количеству контролируемого оборудования	Соответствует количеству контролируемого оборудования	Соответствует количеству контролируемого оборудования	+		

Примечание.

1. При наличии устройства РПН.

Приложение Д (обязательное)

Типовой перечень математических моделей для реализации АСМД

№ 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 при длительности превышений 20 с	+	
2.	Мощность контролируемого оборудования	Постоянный расчет активной и реактивной мощности, $\cos\varphi$ по сторонам контролируемого объекта	+	
3.	Температура наиболее нагретой точки обмотки	Постоянный расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки по данным температуры верхних слоев масла (измеренной датчиком) и нагрузки в соответствии МЭК 60076 - 7	+	
4.	Содержание влаги в изоляции. Температура образования пузырьков пара	Преобразование данных относительного влагосодержания масла в абсолютное. Расчет влагосодержания твердой изоляции в местах перегрева. Определение температуры закипания, запас по температуре закипания	+	
5.	Старение изоляции	Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции. Прогноз старения и общего износа (МЭК 60076-7)	+	
6.	Состояние и эффективность системы охлаждения	Расчет температуры верхних слоев масла по МЭК 60076-7 и сравнение ее с фактической. Непрерывный контроль режима работы системы охлаждения (уровней охлаждения), электродвигателей маслонасосов и вентиляторов	+	
7.	Состояние устройства РПН (при наличии)	Расчет перепада температур масла в основном баке и баке контактора РПН. Определение механического и электрического износа контактов	+	
8.	Оценка состояния основной	Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов	+	

№ п/п	Модель	Описание	Наличие параметра	
			Обязательно	Дополнительно
	изоляции высоковольтных вводов	(тангенс угла диэлектрических потерь, емкость и их изменения).		
9.	Внутренние потери в трансформаторе	Расчет внутренних потерь активной части трансформатора		+
10.	Характеристики разрядной активности ЧР	Расчет кажущегося заряда и энергии единичного ЧР. Построение амплитудно-фазных, амплитудно-временных диаграмм с определением степени опасности типа дефекта источников ЧР		+
11.	Нагрузочная способность трансформатора	Расчет нагрузочной способности трансформатора по МЭК 60076-7, МЭК 60076-2 в том числе выдача времени возможной работы до достижения предельных параметров при текущей нагрузке и режима работы системы охлаждения. Допустимые величины и время перегрузки без ущерба для общего срока службы	+	
12.	Комплексная оценка состояния оборудования в «текущий» момент эксплуатации	Комплексная оценка технического состояния силового оборудования на «текущий» момент эксплуатации. Расчет индекса технического состояния контролируемого оборудования с учетом критериев оценки, определенных Приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении оценки технического состояния технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей». Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований СТО 34.01-23.1-001-2017	+	

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.

Библиография

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 4.2. Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ (Издание седьмое). Приказ Минэнерго России от 20.06.2003 № 242.
2. РМГ 29-13 ГСИ. Метрология. Основные термины и определения.
3. РД 34.20.504-94 Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 (с изменениями от 11.02.2019).
5. РД 153-34.1-35.137-00 Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники.
6. СО 34.04.181-03 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей.
7. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н (с изменениями от 15.11.2018).
8. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (утверждено Советом директоров ОАО «Россети» (протокол от 23.10.2013 № 138); введено в действие Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 27.12.2013 № 208).
9. СТО 59347007-29.240.01.195-2014 Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обеспечению, ПАО «ФСК ЕЭС».
10. СТО 56947007-29.180.01.207-2015 Методика измерения частичных разрядов в маслобарьерной изоляции силового трансформаторного оборудования, ПАО «ФСК ЕЭС».
11. 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».
12. 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».

13. 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».
14. СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования, ПАО «Россети».
15. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2013 № 378 «Об утверждении стандартов организации по информационной безопасности» (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.08.2014 № 353).
16. Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.08.2011 № 538р «Об утверждении технических требований ОАО «ФСК ЕЭС» к системам автоматической диагностики силового оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы и шунтирующие реакторы) при его первичном вводе в эксплуатацию».
17. Распоряжение ПАО «Россети» от 11.12.2017 № 674 «Об утверждении Типовых требований к мобильным автоматизированным системам мониторинга и технического диагностирования трансформаторного оборудования класса напряжения 110 кВ и выше».
18. Концепция развития системы технического диагностирования электросетевого оборудования группы компаний ПАО «Россети». Утверждена Правлением ПАО «Россети» (Протокол от 30.09.2016 № 521пр).
19. МЭК 60076-2(2011) Трансформаторы силовые. Часть 2. Повышение температуры трансформаторов с жидким диэлектриком (IEC 60076-2(2011) Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers).
20. МЭК 60076-7(2018) Трансформаторы силовые. Часть 7. Руководство по нагрузке масляных силовых трансформаторов (IEC 60076-7(2018) Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers).
21. СТО 56947007.29.240.044-2010 Руководство по обеспечению

электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов, ОАО «ФСК ЕЭС».

22. РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле.
23. МЭК 60870-5-104(2006) 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(2006) Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles).
24. ТР ТС 004/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (с изменениями от 09.12.2011).
25. Министерство энергетики Российской Федерации. Приказ от 26.07.2017 № 676. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей.
26. Приказ Минэнерго России от 06.11.2018 № 1015 «Об утверждении требований в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования».
27. 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».
28. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2013 № 378 «Об утверждении стандартов организации по информационной безопасности» (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.08.2014 № 353).
29. Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

30. Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации (с изменениями от 26.03.2019).
31. Постановление Правительства РФ от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений (с изменениями от 13.04.2019).