ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-
29.240.10.265-2019

Общие требования к метрологическому контролю измерительных каналов ЦПС

Стандарт организации

Дата введения: 25.03.2019

ПАО «ФСК ЕЭС»
2019

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

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

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: ООО «НПП Марс-Энерго».

2. ВНЕСЕН: Департаментом релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами, Департаментом инновационного развития.

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ:
Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 25.03.2019 № 92.

4. ВВЕДЕН: ВПЕРВЫЕ.

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

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

Содержание

Введение 4
1 Область применения 4
2 Нормативные ссылки 5
3 Термины, определения и сокращения 5
3.1 Термины и определения 5
3.2. Обозначения и сокращения 7
4 Основные положения 9
4.1 Особенности ИК ЦПС 9
4.2 Типовая структура ИК ЦПС 10
4.3 Требования к компонентам ИК ЦПС. Требования к метрологическим характеристикам 12
4.4 Нормирование метрологических характеристик ИК ЦПС 18
4.5 Типовые требования к контролю метрологических характеристик ИК ЦПС 20
4.6 Требования к характеристикам эталонного оборудования и установок 20
4.7 Типовой комплекс мероприятий по МО ИК ЦПС и комплект документов по МО ИК ЦПС 21
4.8 Требования к организациям и квалификации персонала, выполняющего работы по МО ИК ЦПС 23
Приложение А (справочное). Формулы для расчета метрологических характеристик 24
Приложение Б (справочное). Перечень основных параметров, измеряемых посредством ИК ЦПС 26
Приложение В (справочное). Метрологические и технические характеристик компонентов, входящих в состав ИС ЦПС 28
Библиография 30

Введение

Стандарт организации (далее - СТО) «Общие требования к - метрологическому контролю измерительных каналов ЦПС» разработан в целях совершенствования нормативно-технической базы ПАО «ФСК ЕЭС», повышения уровня надёжности и наблюдаемости подстанций, повышения качества выполнения основных технологических функций, снижения затрат на наладку и последующее обслуживание, повышения уровня безопасности производства в ПАО «ФСК ЕЭС».

1 Область применения

1.1 СТО устанавливает основные требования к метрологическому обеспечению (МО) измерительных систем ЦПС, включая требования к метрологическим характеристикам измерительных компонентов измерительных каналов, контролю метрологических характеристик (МХ) измерительных каналов цифровых подстанций (ИК ЦПС).

1.2 Настоящий стандарт предназначен для использования:

- проектными организациями и институтами, выполняющими работы по проектированию измерительных систем ЦПС ПАО «ФСК ЕЭС»;
- организациями, выполняющими работы по внедрению и метрологическому обеспечению ИК измерительных систем ЦПС ПАО «ФСК ЕЭС» на этапе ввода в эксплуатацию;
- организациями - производителями СИ и других компонентов, которые могут применяться в составе ИК ЦПС ПАО «ФСК ЕЭС»;
- профильными структурными подразделениями исполнительного аппарата и филиалов ПАО «ФСК ЕЭС», в функциональной ответственности которых развитие, эксплуатация и метрологическое обслуживание СИ и измерительных систем;
- подразделениями метрологического обеспечения ПАО «ФСК ЕЭС» (исполнительного аппарата и филиалов);
- организациями, выполняющими комплекс работ по МО ИК ЦПС на всех этапах жизненного цикла измерительных систем ЦПС ПАО «ФСК ЕЭС».

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на устройства и системы учета электроэнергии, подчиняющиеся правилам оптового и розничного рынков.

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 8.009-84 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.

ГОСТ 34100.1-17/ISO/IEC Guide 98-1:2009 Неопределенность измерения. Часть 1. Введение в руководства по выражению неопределенности измерения.

ГОСТ 34100.3-17/ISO/IEC Guide 98-3:2008 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения.

ГОСТ Р 8.563-09 ГСИ. Методики (методы) измерений.

ГОСТ Р 8.596-02 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 8.654-15 ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения.

ГОСТ Р 8.879-14 ГСИ. Методики калибровки средств измерений. Общие требования к содержанию и изложению.

ГОСТ Р 51841-01 (МЭК 61131-2-92) Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний.

ГОСТ ИСО/МЭК 17025-09 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий (с Поправкой).

3 Термины, определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем СТО применяются следующие термины и определения:

Цифровая подстанция - подстанция электроэнергетической системы с высоким уровнем автоматизации, в которой процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850.

Коммуникационный интерфейс - комплекс аппаратных и программных средств, предназначенных для взаимодействия двух и более устройств или систем друг с другом.

Цифровой измерительный трансформатор - измерительный трансформатор тока или напряжения, предназначенный для измерения параметров тока или напряжения для приборов измерения, учета, защиты, автоматики, сигнализации и управления в сетях переменного тока и передачи вышеперечисленных данных в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС».

Первичный измерительный преобразователь (датчик) - преобразователь, на который непосредственно воздействует материальный объект или явление, являющееся носителем величины, подлежащей измерению.

Измерительный преобразователь - средство измерений или его часть, служащая для получения и преобразования информации об измеряемой величине в форму, удобную для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации или передачи.

Например, измерительные трансформаторы тока и напряжения, цифровые измерительные преобразователи, в том числе, многофункциональные измерительные преобразователи электрических величин, счетчики электрической энергии, устройства связи с объектом, контроллеры присоединения и т.д.

Метрологическая характеристика (средства измерений) - характеристика одного из свойств средства измерений, влияющая на результат измерений.

Нормируемые метрологические характеристики (типа средства измерений) - совокупность метрологических характеристик данного типа средств измерений, устанавливаемая нормативными документами на средства измерений.

Калибровка средств измерений в ПАО «ФСК ЕЭС» - совокупность действий и операций по определению действиельных значений метрологических характеристик и (или) подтверждению пригодности средств измерений к применению.

Шина процесса - часть локальной вычислительной сети объекта, включающая сетевое оборудование, объединяющая устройства, предающие и принимающие потоки Sampled Values.

Шина подстанции - часть локальной вычислительной сети объекта, включающая сетевое оборудование, объединяющая устройства подстанционного уровня и локальную вычислительную сеть распределительного устройства.

Цифровой вычислитель - устройство, выполняющее вычисление электрических величин на основе полученных мгновенных синхронизированных значений токов и напряжений (SV-потоков по МЭК 61850-9-2) и предназначенное для вычисления значений величин, необходимых для задач РЗА, АСУ ТП, контроля ПКЭ, системы мониторинга переходных процессов, учета электроэнергии и других задач.

SV-поток - Sampled Values (дискретные отсчеты) (англ.) - протокол МЭК 61850-9-2 для передачи мгновенных значений тока и напряжения.

Метрологические требования - требования к влияющим на результат и показатели точности измерений характеристикам (параметрам) измерений, эталонов единиц величин, средств измерений, а также к условиям, при которых эти характеристики (параметры) должны быть обеспечены.

Метрологический контроль и надзор - контрольная деятельность, осуществляемая метрологической службой Общества, заключающаяся в систематической проверке соблюдения метрологических требований, как в сферах, так и вне сфер государственного регулирования, а также в принятии мер по устранению нарушений, выявленных во время надзорных действий.

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

Методика (метод) измерений - совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленной погрешностью (неопределенностью).

Поверка средств измерений - совокупность операций, выполняемых в целях определения и подтверждения соответствия средств измерений установленным метрологическим требованиям.

Приписанная погрешность измерений - установленная характеристика погрешности любого результата совокупности измерений, полученного при соблюдении требований и правил данной методики.

Средство измерений - техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики.

Федеральный информационный фонд - Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Точность измерений - одна из характеристик качества измерения, отражающая близость к нулю погрешности результата измерения.

Погрешность измерений - количественная характеристика результата измерений, определяемая как отклонение результата измерения от истинного (действительного) значения измеряемой величины.

Требуемая (допускаемая) погрешность измерений - норма характеристики погрешности измерений (норма погрешности измерений) физической величины (параметра).

3.2. Обозначения и сокращения

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ГРОЕИ – государственное регулирование обеспечения единства измерений;

ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть;

ЗП – задания на проектирование по объектам Инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС»;

ИК – измерительный канал;

ИП – измерительный преобразователь;

ИС – измерительная система (и информационно-технологическая система, выполняющая, в том числе, измерительные функции);

МИ – методика (метод) измерений;

МО – метрологическое обеспечение;

МС – метрологическая служба;

МЭ – метрологическая экспертиза;

МЭС – магистральные электрические сети – филиал ПАО «ФСК ЕЭС», в зоне эксплуатационной ответственности которого(-ых) находится проектируемый объект или проектируемые объекты;

МХ – метрологическая характеристика;

НД – нормативный документ;

НТД – нормативно технический документ;

ОРД – организационно-распорядительный документ ПАО «ФСК ЕЭС»

ПМЭС – предприятие Магистральных электрических сетей - филиал ПАО «ФСК ЕЭС», в зоне эксплуатационной ответственности которого(-ых) находится проектируемый объект или проектируемые объекты;

ПКЭ – показатели качества электроэнергии;

ПО – программное обеспечение;

ППО – предпроектное обследование;

Росстандарт – Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии;

РФ – Российская Федерация;

РЗА – релейная защита и автоматика, без противоаварийной автоматики (ПА), регистрации аварийных событий (РАС), определения места повреждения (ОМП);

СИ – средство измерений;

СОЕВ – система обеспечения единого времени;

СТО – стандарт организации (ПАО «ФСК ЕЭС»);

ФИФОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;

ФЗ – федеральный закон;

ФГУП «ВНИИМС» – Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»;

ЦПС – цифровая подстанция;

ЦТТ – цифровой трансформатор тока;

ЦТН – цифровой трансформатор напряжения;

ЦВ – цифровой вычислитель;

ЦМУ – цифровые многофункциональные устройства;

IED – Intelligent Electronic Device (англ.) – интеллектуальное электронное устройство;

MMS – Manufacturing Message Specification (англ.) – протокол МЭК 61850-8-1;

PTP – Precision Time Protocol (англ.) – протокол точного времени, используемый для синхронизации часов по компьютерной сети;

PPS – Pulse Per Second (англ.) – выделенная шина синхронизации с ежесекундной передачей импульсов синхронизации;

SCADA – (аббр. от англ. **S**upervisory **C**ontrol **A**nd **D**ata **A**cquisition – диспетчерское управление и сбор данных;

SV – Sampled Values (дискретные отсчеты) (англ.) - протокол МЭК 61850-9-2 для передачи мгновенных значений тока и напряжения;

UTC – всемирное координированное время.

4 Основные положения

4.1 Особенности ИК ЦПС

4.1.1 ЦПС укомплектована интеллектуальным вторичным оборудованием, разработанным с применением группы стандартов МЭК 61850. Обмен информацией между измерительными трансформаторами напряжений и токов и терминалами прикладных задач осуществляется по протоколу МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС» (по «шине процесса»), в свою очередь, вторичные устройства (IED – Intelligent Electronic Device) с верхним уровнем управления подстанцией по протоколу МЭК 61850-8-1 (по «шине подстанции»).

Синхронизация электронных блоков осуществляется системой обеспечения точного времени (СОЕВ) по внешнему стробирующему сигналу 1PPS или данным синхронизации по протоколу PTP.

На подстанции установлены цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения, цифровые многофункциональные устройства (ЦМУ), выполняющие функции измерений (преобразований/вычислений), учета, РЗА и ПА, контроля качества электроэнергии, диагностики силового оборудования, определения места повреждения, фазовых измерений, система синхронизации времени, система отображения и управления подстанцией (SCADA).

4.1.2 В составе ИК ЦПС применяются высоковольтные ЦТТ и ЦТН, представляющие собой новый класс изделий. Данные устройства отличаются безопасностью, высокой точностью измерений, быстродействием, малыми габаритами и весом.

4.1.2.1 ЦТН предназначен для измерения и передачи параметров напряжения ЦМУ, выполняющим функции измерений (преобразований/вычислений), РЗА и ПА, управления в сетях переменного тока. Передача данных организовывается по оптическим кабелям в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС», ЦТН может иметь несколько первичных преобразователей напряжения, измерительная информация с которых предназначена для различных устройств – потребителей.

Первичные преобразователи напряжения переменного тока представляют собой делитель напряжения, содержащий высоковольтное и низковольтное плечи. Первичный преобразователь переменного напряжения обеспечивает преобразование высокого переменного напряжения в низкое переменное напряжение для дальнейшего преобразования его в SV-поток электронным блоком.

Электронные блоки выполняют преобразование выходных сигналов первичных преобразователей переменного напряжения в цифровой сигнал, его обработку и передачу измеренных значений переменного напряжения ЦМУ устройствам РЗА и ПА, управления в сетях переменного напряжения и другим устройствам на подстанции в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС».

На выходе ЦТН формируют несколько потоков измерений мгновенных значений напряжения со следующими частотами дискретизации:

- 96 отсчетов на период промышленной частоты 50 Гц – для устройств релейной защиты и автоматики;
- 288 отсчетов на период промышленной частоты 50 Гц – для устройств измерений характеристик электроэнергии.

4.1.2.2 ЦТТ предназначен для измерения и передачи параметров тока ЦМУ, выполняющим функции измерений (преобразований/вычислений), РЗА и ПА, управления в сетях переменного тока. Передача данных организовывается по оптическим кабелям в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС». ЦТТ может иметь несколько первичных преобразователей, измерительная информация с которых предназначена для различных устройств – потребителей.

ЦТТ конструктивно состоят из следующих компонентов:

- первичные преобразователи силы переменного тока;
- электронный блок.

Принцип действия ЦТТ состоит в измерении силы переменного тока с применением первичных преобразователей силы тока.

Электронный блок выполняет преобразование выходных сигналов первичных преобразователей силы переменного тока в цифровой сигнал, его обработку и передачу измеренных значений ЦМУ устройствам РЗА и ПА, управления в сетях переменного тока и другим устройствам на подстанции в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС». На выходе ЦТТ формируют несколько потоков измерений мгновенных значений силы тока со следующими частотами дискретизации:

- 96 отсчетов на период промышленной частоты 50 Гц – для устройств релейной защиты и автоматики;
- 288 отсчетов на период промышленной частоты 50 Гц – для устройств измерений характеристик электроэнергии.

4.1.3 Перечень основных параметров, измеряемых посредством ИК ЦПС, приведен в Приложении Б (справочное).

4.2 Типовая структура ИК ЦПС

4.2.1 Измерение электрических параметров на ПС приведенных в Приложение Б (справочное) «Перечень основных параметров, измеряемых посредством ИК ЦПС» производится ИК ЦПС. Среди устройств, составляющих ИК ЦПС, выделяют следующие основные типы:

1. Первичные преобразователи - ЦТТ и ЦТН с цифровыми интерфейсами, поддерживающими протокол МЭК 61850-9-2 и корпоративный профиль ПАО «ФСК ЕЭС».

2. Цифровой вычислитель - устройство, выполняющее вычисление электрических величин на основе полученных мгновенных синхронизированных значений токов и напряжений (SV-потоков).

3. Система обеспечения единого времени – осуществляющая синхронизацию ЦТТ и ЦТН с погрешностью синхронизации не хуже – 1 мкс.

4.2.2 Структурно-функциональная схема ИК ЦПС:
ИК для измерения электрических параметров присоединений 110-750 кВ.

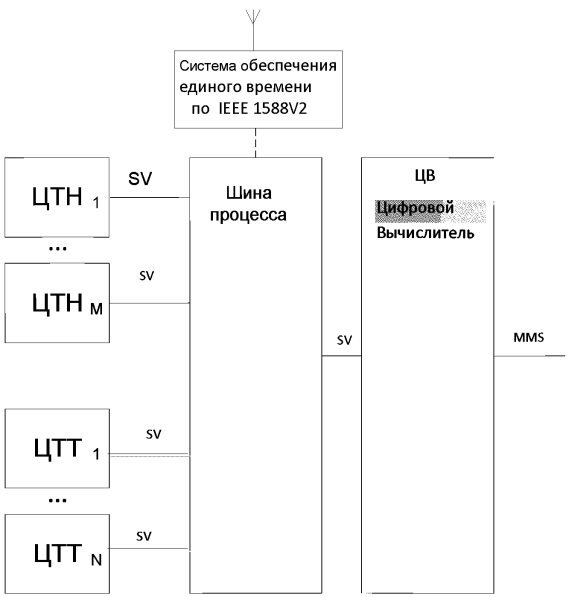


Рис. 1. ИК для измерения электрических параметров присоединений 110 - 750 кВ

На структурно-функциональной схеме ИК ЦПС, приведены следующие обозначения:

- ЦТТ, ЦТН - цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения с цифровыми интерфейсами МЭК 61850-9-2;
- SV – цифровой поток в формате МЭК 61850-9-2. Параметры формируемых SV-потоков должны соответствовать требованиям МЭК 61850-9-2 с учетом корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС».

▪ Шина процесса – Ethernet-коммутаторы с поддержкой протокола синхронизации времени IEEE 1588v2 PTP;

▪ ЦВ – устройство, выполняющее вычисление электрических величин на основе полученных мгновенных синхронизированных значений токов и напряжений (SV-потоков);

▪ MMS – значения электрических величин в цифровом виде в формате МЭК 61850-8.1.

4.3 Требования к компонентам ИК ЦПС. Требования к метрологическим характеристикам

4.3.1 Цифровые трансформаторы тока и напряжения.

ЦТН и ЦТТ предназначены для измерений и масштабного преобразования напряжения и силы переменного тока, а также передачи результатов преобразования ЦМУ, выполняющим функции измерений (преобразований/вычислений), РЗА и ПА, управления в сетях переменного тока.

ЦТТ и ЦТН ИК ЦПС требуют метрологического обеспечения в виде первичной и периодической поверки/калибровки, а также проверки состояния в рамках корпоративной процедуры ПАО «ФСК ЕЭС».

Настоящие нормы установлены для рабочих условий применения ЦТТ и ЦТН.

4.3.1.1 Цифровые трансформаторы тока.

ЦТТ представляет собой измерительный трансформатор тока произвольного принципа действия.

Первичный датчик ЦТТ подключается к электронному конвертеру, который выполняет преобразование выходной величины датчика, пропорциональной измеряемой величине тока, в выборочные (мгновенные) значения измеряемого первичного тока привязанные к точному времени, формирует кадр данных SV-потока согласно МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» и осуществляет передачу SV-потока в шину процесса ЦПС.

ЦТТ обязательно должны поддерживать сервис инструментальной синхронизации.

Внутренние часы ЦТТ при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мкс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

Каждый электронный блок должен иметь раздельные каналы и отдельные резервируемые коммуникационные интерфейсы для передачи выборочных значений в шину процесса и станционную шину.

Требуемые метрологические характеристики ЦТТ для целей измерений приведены в Таблице 4.3.1.1.

Таблица 4.3.1.1

Диапазоны измерения тока	Исполнение 1И ($I_{МАКС}$ = 250 – 1000А)			Исполнение 2И ($I_{МАКС}$ = 800 – 4000А)		
	Пределы допускаемой погрешности, %	значение тока, А действ.	Пределы допускаемой угловой погрешности	Пределы допускаемой погрешности, %	значение тока, А действ.	Пределы допускаемой угловой погрешности
Нижний диапазон	0,75	2,5	30’	0,75	8	30’
	0,35	12,5	15’	0,35	40	15’
	0,2	50	10’	0,2	160	10’
Верхняя граница	0,2	1200	10’	0,2	4800[1]	10’
	0,5	1500	20’	0,5	6400	20’

Время готовности ЦТТ определяется как время, необходимое для достижения ЦТТ полной точности измерения после включения (подачи электропитания). Время готовности ЦТТ должно быть не более 10 с.

ЦТТ является средством измерений в части преобразования тока в мгновенные значения. ЦТТ должны быть утверждены как тип средства измерения и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. В состав документации, поставляемой с ЦТТ, должны входить: свидетельство (копия) об утверждении типа средства измерения, описание типа средства измерения (копия), методика поверки, свидетельство о первичной поверке, паспорт.

Межповерочный интервал ЦТТ должен быть не менее 8 лет.

Требования к параметрам выдаваемых SV-потоков ЦТТ:

Параметры формируемых SV-потоков должны соответствовать требованиям МЭК 61850-9-2 корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС».

ЦТТ должен обеспечивать передачу SV-потоков для нужд РЗА классов 1Р и 2Р и измерительных SV-потоков классов 1И и 2И согласно профилю МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС», в зависимости от предъявляемых требований к функционалу, при этом, полное время передачи SV-потоков классов 1Р и 2Р по ЛВС не должно превышать 3 мс согласно классу Р7 по МЭК 61850-5, а для классов 1И и 2И полное время передачи SV-потоков не должно превышать 10 мс согласно классу Р8 по МЭК 61850-5.

ЦТТ должен передавать защитный SV-поток класса 1Р и измерительный поток класса 1И согласно требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС». Требования к параметрам выдаваемых SV-потоков приведены в Таблице 4.3.1.1а.

Таблица 4.3.1.1а

Наименование показателя	**Значение**
1	**2**
1. Набор измеряемых электрических величин в одном SV-потоке класс 1Р, 2Р, класс 1И, 2И - трехканальный ЦТТ - одноканальный ЦТТ	 I_A, I_B, I_C I^1
2. Количество выборок за период промышленной частоты (smpRate) - класс 1Р, 2Р	 96

Наименование показателя	Значение
1	2
- класс 1И, 2И	288
3. Количество выборочных значений электрической величины, передаваемых в одном кадре (noASDU) - класс 1Р, 2Р - класс 1И, 2И	 2 6

4.3.1.2 Цифровые трансформаторы напряжения.

ЦТН представляет собой измерительный ТН произвольного принципа действия.

Первичный датчик ЦТН подключается к электронному конвертеру, который выполняет преобразование выходной величины датчика, пропорциональной измеряемому значению напряжения, в выборочные (мгновенные) значения измеряемого первичного напряжения, формирует кадр данных SV-потока согласно МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» и осуществляет передачу SV-потока в шину процесса ЦПС.

Электронный конвертер ЦТН должен компенсировать систематические погрешности первичных датчиков напряжения, определяемые типом применяемого датчика.

Внутренние часы ЦТН при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мкс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с.

Требуемые метрологические характеристики ЦТН для класса точности 0,2 приведены в Таблице 4.3.1.2.

Таблица 4.3.1.2

Напряжение, % от $U_{ном}$	Пределы допускаемой погрешности, %		
	Погрешность напряжения, %	Угловая погрешность	
от 80 % до 150 %	±0,2	±10'	±0,3 срад
от 5 % до 80 %	±0,5	±30'	

Время готовности ЦТН определяется как время, необходимое для достижения ЦТН полной точности измерения после включения (подачи электропитания). Время готовности ЦТН должно быть не более 10 с.

ЦТН является средством измерений в части преобразования напряжения в мгновенные значения. ЭТН должны быть утверждены как тип средства измерения и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. В состав документации, поставляемой с ЦТН, должны входить: свидетельство (копия) об утверждении типа средства измерения, описание типа средства измерения (копия), методика поверки

(оригинал), методика калибровки на месте эксплуатации, сведения о первичной поверке при выпуске из производства, паспорт.

Межповерочный интервал ЦТН должен быть не менее 8 лет.

Параметры формируемых SV-потоков должны соответствовать требованиям МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС».

ЦТН должен обеспечивать передачу SV-потоков для нужд РЗА класса 1Р и измерительных SV-потоков класса 1И согласно профилю 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС», в зависимости от предъявляемых требований к функционалу, при этом полное время передачи SV-потоков класса 1Р по ЛВС не должно превышать 3 мс согласно классу Р7 по МЭК 61850-5, а для класса 1И полное время передачи SV-потоков не должно превышать 10 мс согласно классу Р8 по МЭК 61850-5.

ЦТН должен передавать защитный SV-поток класса 1Р и измерительный поток класса 1И согласно требованиям корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС». Требования к параметрам выдаваемых SV-потоков приведены в Таблице 4.3.1.2а.

Таблица 4.3.1.2а

Наименование показателя	**Значение**
1	**2**
1. Набор измеряемых электрических величин в одном SV-потоке класс 1Р, класс 1И	U_A, U_B, U_C
2. Количество выборок за период промышленной частоты (smpRate) - класс 1Р - класс 1И	 96 288
3. Количество выборочных значений электрической величины, передаваемых в одном кадре (noASDU) - класс 1Р - класс 1И	 2 6

4.3.2 Цифровой вычислитель

4.3.2.1 ЦВ принимает данные измерений согласно МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС» от ЦТТ и ЦТН используя SV – цифровые потоки.

ЦВ является средством измерения в части алгоритмического преобразования цифровых SV потоков получаемых от ЦТТ и ЦТН.

ЦВ должны быть утверждены как тип средства измерения и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Первичная поверка ЦВ производится при выпуске из производства СИ заводом-изготовителем. Уровень защиты ПО ЦВ должен быть высокий (согласно Р 50.2.077-2014).

Поскольку погрешность вычислителей с функцией измерения определяется регистровой структурой аппаратной реализации, операционной системой и алгоритмом вычислений не зависящими от времени, погрешность работоспособного вычислителя не будет изменяться со временем и с

изменением внешних условий. Поэтому вычислители не подлежат периодической поверке/калибровке.

В состав документации, поставляемой с ЦВ, должны входить: свидетельство (копия) об утверждении типа средства измерения, описание типа средства измерения (копия), сведения о первичной поверке при выпуске из производства, паспорт, эксплуатационная документация на ЦВ должна содержать описание алгоритмов вычислений по каждому параметру.

4.3.2.2 ЦВ может выполнять вычисления электрических параметров напряжения и тока, активной и реактивной электроэнергии, ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии с приемом данных измерений согласно МЭК 61850-9-2 и корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС»:

- приема до четырех цифровых потоков мгновенных значений токов и напряжений (SV) с шины процесса согласно МЭК 61850-9-2;
- вычисления параметров качества электроэнергии, тарификации, учета;
- взаимодействия с подсистемами сбора данных по протоколам согласно МЭК 61850-8-1 в составе информационных систем на объектах энергетики.

4.3.2.3 В части вычислений цифровой вычислитель может обеспечивать:

- получение мгновенных и вычисление действующих и усредненных значений напряжений и токов, мощности, коэффициентов мощности, несимметрии напряжений и токов, частоты;
- анализ спектра гармоник:
- вычисление амплитуд и углов гармонических и интергармонических составляющих напряжения и тока до 40-й гармоники;
- вычисление коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения и тока;
- вычисление усредненных интервальных значений тока, напряжения, мощности;
- вычисление активной энергии с классом точности не хуже 0,2S и реактивной энергии с классом точности не хуже 0,5, в прямом и обратном направлениях, ведение массивов профилей мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования, фиксацию максимумов мощности (рекомендуется использовать вычислители обеспечивающие погрешность в 3 раза меньше, чем соответствующие измерительные трансформаторы);
- возможность конфигурирования для работы в однонаправленном режиме (на линиях с потоком энергии в одном направлении) и позволять учитывать:
  - активную электрическую энергию прямого и обратного направлений, как активную электрическую энергию прямого направления (учет по модулю независимо от направления тока в каждой фазе сети);

- реактивную электрическую энергию первого и третьего квадрантов, как реактивную энергию прямого направления и реактивную энергию первого квадранта (индуктивная нагрузка);
- реактивную электрическую энергию четвертого и второго квадрантов, как реактивную энергию обратного направления и реактивную энергию четвертого квадранта (емкостная нагрузка).

Для ПАО «ФСК ЕЭС» рекомендуется настройка протокола стандарта МЭК 61869-9, при которой веса младших битов составляют для напряжения 10 мВ и для тока 0,1 мА. Максимальное значение для напряжения при этом составляет 21 474 кВ, а для тока 214 кА. Вычислители должны принимать из потока цифровые значения соответствующей разрядности и обладать погрешностью, значительно меньшей, чем используемые измерительные ТТ и ТН. Основные метрологические характеристики при вычислении значений тока и напряжения и производных величин приведены в Таблице 4.3.2.1.

Таблица 4.3.2.1

Величина	Диапазон вычисляемых величин	Диапазон входных значений	Пределы допускаемой основной погрешности: абсолютной (Δ), относительной (δ), приведенной (γ)
Напряжение, В	от 400 В до $U < 21\,474$ кВ	0 – 400 В 400 В 1 кВ > 10 кВ	±1,0 В(Δ) ±0,25%(δ) ±0,1%(δ) ±0,01%(δ)
Ток, А	от 0 до 214 кА	0 - 2,5 А 2,5 А > 12,5 А	±0,005 А(Δ) ±0,2 %(δ) ±0,04 %(δ)
Напряжение прямой, обратной и нулевой последовательности, В	от 0,01 до 1,5Uном	110 кВ 1150 кВ	±0,2%(δ)
Токи прямой, обратной и нулевой последовательности, А	от 0,001 до 1,5Iном	6400 А	±0,2%(δ)
Мощность полная активная (ВА), при Cosφ = 1	от 0,01 до 1,5Uном, от 0,001 до 1,5Iном	704 000 кВА 7 360 000 кВА	±0,5%(δ)
Мощность реактивная, при Sinφ = 1 (Вар)	от 0,01 до 1,5Uном, от 0,001 до 1,5Iном	704 000 кВар 7 360 000 кВар	±0,5%(δ)
Фазовые углы между током и напряжением основной гармоники, градусов	от –180 до +180	-	±0,16°(Δ)
Коэффициент мощности	от –1 до +1	-	±0,02(Δ)
Частота, Гц	от 42,5 до 57,5	50	±0,01Гц(Δ)

4.3.3 Система обеспечения единого времени.

4.3.3.1 Система обеспечения единого времени ИК ЦПС требует метрологического обеспечения в виде первичной поверки.

4.3.3.2 СОЕВ ИК ЦПС предназначена для измерения текущих значений времени и даты (с коррекцией времени по сигналам навигационных систем) и для последующей передачи измеренных значений по цифровым интерфейсам.

СОЕВ получает сигналы от навигационных спутниковых систем с помощью ГЛОНАСС(GPS)-антенны.

В своем составе СОЕВ имеет дисплей, кнопки управления на лицевой панели, а также набор интерфейсов (RS-232, RS-485, Ethernet), которые обеспечивают разнообразные варианты использования устройства.

4.3.3.3 СОЕВ – осуществляющая синхронизацию маркировки отсчетов ЦТТ и ЦТН с погрешностью синхронизации относительно абсолютного времени не более – 1 мкс.

Основные метрологические характеристики приведены в Таблице 4.3.3.1.

Таблица 4.3.3.1

1 Показатели точности	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC	± 500 нс
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта метки синхронизации IRIG-A к шкале UTC	± 500 нс
Минимальный квант корректировки времени	11 нс
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения (хранения) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени, с/сутки	± 0,1
Погрешность синхронизации измерений в SV-потоке относительно абсолютного времени	1 мкс
2 НАДЕЖНОСТЬ	
Средняя наработка на отказ	не менее 35000 ч
Срок службы	не менее 25 лет

4.4 Нормирование метрологических характеристик ИК ЦПС

4.4.1 Нормирование метрологических характеристики (МХ) должно обеспечивать заданные характеристики погрешности измерений, выполняемых посредством ИК ЦПС в рабочих условиях применения.

Нормы для МХ ИК ЦПС устанавливаются, как правило, в соответствии с ГОСТ 8.009 и МИ 2439.

Требования к нормированию погрешностей ИК и рабочим условиям применения должны быть приведены в техническом задании на проектирование. При этом должны быть указаны требования к МХ (и техническим характеристикам) каждого компонента, входящего в состав ИК ЦПС, а также сформулированы требования к ИК ЦПС в части измеряемых параметров.

4.4.2 Перечень нормируемых метрологических характеристик и способы их выражения устанавливают при проектировании технических средств таким образом, чтобы обеспечить возможность учета их метрологических свойств при расчете погрешности результатов измерений, выполняемых с использованием этих технических средств.

4.4.3 МХ ЦПС должны быть установлены отдельно для каждого ИК с учетом сочетаний влияющих величин рабочих условий, дающих максимальное значение погрешности. Требования к погрешности измерений параметров при помощи ИК ЦПС в зависимости от способов нормирования могут быть выражены пределами допускаемой абсолютной/основной/приведенной погрешности, а также границами интервалов допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности P=0,95 в соответствии с МИ 1317.

4.4.4 Пример расчета МХ ИК ЦПС представлен в Приложение А, перечень основных параметров, измеряемых при помощи ИК ЦПС, представлен в Приложение Б, перечень основных характеристик компонентов ИК ЦПС представлен в Приложение В.

Примечание. По ГОСТ 8.009 допускается нормировать МХ при нормальных условиях эксплуатации.

4.4.5 Значения МХ ИК ЦПС следует подтверждать расчетом по метрологическим и другим характеристикам компонентов. Расчет МХ приводится в проектной документации и, в обязательном порядке, в методиках измерений.

При расчете МХ ИК ЦПС рекомендуется руководствоваться МИ 222 и другими действующими нормативными документами по расчету характеристик погрешности измерений общего (основополагающего) характера, например, РД 50-453, МИ 1730, МИ 2083, а также нормативными документами по видам измерений и областям применения средств измерений. Для комплексных компонентов ИС ЦПС следует нормировать МХ по ГОСТ 8.009 (с учетом ГОСТ Р 51841).

4.4.6 Поскольку экспериментальный контроль МХ ИК ЦПС не может быть обеспечен, то МХ определяют для измерительных компонентов, при этом МХ ИК определяется расчетным путем.

Расчетные значения МХ ИК ЦПС не подлежат обязательной экспериментальной проверке, при этом должен быть обеспечен контроль МХ всех компонентов ИС ЦПС, которые используют в качестве исходных данных при расчете МХ ИК ЦПС.

4.4.7 При проведении испытаний и поверки для ИК ЦПС (ИС ЦПС),

применяемых в сфере государственного регулирования в области обеспечения единства измерений, а также для ИК ЦПС (ИС ЦПС) вне сферы при испытаниях и калибровке должен быть обеспечен контроль МХ компонентов и ИК в целом на соответствие нормированным значениям.

4.5 Типовые требования к контролю метрологических характеристик ИК ЦПС

4.5.1 При проведении испытаний и поверки ИК ЦПС должен быть обеспечен контроль метрологических характеристик (МХ).

4.5.2 При расчете характеристик погрешности измерительных каналов рекомендуется руководствоваться действующими НД по расчету характеристик погрешности измерений общего (основополагающего) характера и нормативными документами по видам измерений и областям применения средств измерений.

4.5.3 Нормированные МХ должны обеспечивать заданные погрешности измерительных каналов ЦПС в рабочих условиях эксплуатации по нормированным МХ компонентов.

4.5.4 Должен обеспечиваться достоверный контроль МХ при испытаниях в целях утверждения типа, поверке и калибровке на соответствие их нормированным значениям.

4.5.5 Измерения всего спектра параметров должно выполняться с применением методик измерений, разработанных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563.

4.5.6 Контроль МХ ИК ЦПС обеспечивается на разных этапах жизненного цикла (проектирование, подготовка и ввод в эксплуатацию, постоянная эксплуатация), включая требования к расчету МХ ИК, разработке и приданию официального статуса методикам измерений (МИ), методикам метрологического контроля.

4.6 Требования к характеристикам эталонного оборудования и установок

4.6.1 При проверке погрешности средств измерений, входящих в состав ИК ЦПС должны использоваться эталоны, установки и вспомогательные СИ, удовлетворяющие изложенным ниже требованиям, утвержденного типа и имеющие действующие свидетельства о поверке.

4.6.2 Должно быть использовано эталонное оборудование с поддержкой протокола МЭК 61850-9-2 с учетом корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС».

4.6.3 Для поверки оборудования цифровой подстанции на местах эксплуатации рекомендуется использование эталонного комплекса.

4.6.4 Пределы допускаемой погрешности эталонов, в условиях поверки, используемых для воспроизведения, измерений и контроля сигналов, подаваемых на входы ИК ЦПС для каждой поверяемой точки не должны превышать 20 % от пределов допускаемой погрешности ИК ЦПС.

4.6.5 При невозможности выполнения соотношения «1/5» допускается использовать эталоны с соотношением до «1/3» и вводить контрольный допуск на погрешность проверяемого канала, равный 0,8 от допускаемых значений МХ ИК ЦПС.

4.6.6 Дискретность регулирования сигналов от эталонов, подаваемых на входы ИК ЦПС и разрешающая способность эталонов при контроле сигналов на выходах ИК ЦПС, не должна превышать 0,3 номинальной ступени квантования поверяемого ИК и ИС ЦПС.

4.6.7 Эталоны и вспомогательные средства должны иметь рабочие условия применения, удовлетворяющие условиям поверки.

4.6.8 При покомпонентной (поэлементной) поверке ИК ЦПС применяют основные средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты ИК ЦПС.

4.7 Типовой комплекс мероприятий по МО ИК ЦПС и комплект документов по МО ИК ЦПС

4.7.1 Типовой комплекс мероприятий по МО ИК ЦПС

Типовой комплекс мероприятий по МО ИК ЦПС включает в себя следующие виды деятельности:

- на этапе проектирования:
  - формирование требований к нормам точности измерений параметров, нормирование, расчет МХ ИК;
  - определение области применения ИК, то есть отнесения ИК к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (ГРОЕИ);
  - метрологическую экспертизу и/или согласование технической документации;
- на этапе ввода в эксплуатацию:
  - разработку и аттестацию методик (методов) измерений;
  - испытания по приемке в эксплуатацию ИК;
  - испытания ИК, относящихся к сфере ГРОЕИ в целях утверждения типа;
  - первичную поверку ИК;
  - метрологическое обследование ИК с оформлением паспортов-протоколов ИК;
- на этапе постоянной эксплуатации:
  - периодическую поверку ИК и входящих в его состав СИ;
  - метрологический надзор за состоянием и применением ИК, СИ, применением МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

4.7.2 Требования к комплекту документов по МО ИК ЦПС

4.7.2.1 По результатам создания, выполнения необходимых мероприятий по МО и приемки в эксплуатацию ИК ЦПС должен быть сформирован комплект документов и составлена опись документов. Опись документов должна содержать сведения о наименовании, реквизитах документа, соответствия документа требованиям к его оформлению, взаимному соответствию документов.

4.7.2.2 Комплект документов по МО ИК ЦПС с описью документов, а также копия итогового документа (акта/приказа) о вводе ИК ЦПС в постоянную эксплуатацию, передаются в соответствующее структурное подразделение филиала на этапе ввода ИК ЦПС в эксплуатацию и, при необходимости, актуализируется.

4.7.2.3 Комплект документов по МО ИК ЦПС применяемых в сфере ГРОЕИ:

- положительные результаты МЭ технической документации на ИК ЦПС;
- раздел (том) МО в составе согласованной и утвержденной РД с положительным заключением МЭ;
- заводские паспорта на каждое СИ (со знаком первичной поверки СИ), свидетельство о первичной поверке СИ (при отсутствии знака первичной поверки в паспорте) и комплект эксплуатационных документов на группу однотипных СИ;
- свидетельства о периодической поверке на каждое СИ;
- свидетельства о поверке ИК и/или свидетельство о поверке ИС (с перечнем поверенных ИК);
- свидетельство об утверждении типа ИК, описание типа и методика поверки на ИК;
- аттестованная(ые) ММИ, свидетельство(а) об аттестации ММИ, информация о регистрации ММИ в Федеральном информационном фонде (Сведения об аттестованных МИ), ОРД МЭС о вводе в действие (применении) ММИ;
- паспорта-протоколы на каждый ИК;
- акты (копии) замены СИ.

4.7.2.4 Комплект документов по МО ИК ЦПС, не относящихся к сфере ГРОЕИ:

- заводские паспорта на каждое СИ (со знаком первичной поверки СИ), свидетельство о первичной поверке СИ (при отсутствии знака первичной поверки в паспорте) и комплект эксплуатационных документов на группу однотипных СИ;
- сертификаты и протоколы периодической калибровки СИ;
- паспорта-протоколы на ИК;
- свидетельства о калибровке ИК или сведения о калибровке ИК с указанием погрешности измерений ИК в паспорте-протоколе;
- акты (копии) замены СИ.

4.8 Требования к организациям и квалификации персонала, выполняющего работы по МО ИК ЦПС

4.8.1 К проведению поверки ИК ЦПС допускаются сотрудники организаций, аккредитованных в области обеспечения единства измерений на право поверки СИ в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации.

4.8.2 Измерения проводятся работниками, допущенными к производству работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений.

4.8.3 Метрологические службы сторонних организаций, привлекаемые для проведения калибровки ИК и СИ, входящих в состав ИК, должны иметь действующий аттестат аккредитации Российской системы калибровки, включая системы калибровки электроэнергетики, Росаккредитации на право проведения калибровочных работ с соответствующей областью аккредитации (СИ, ИК).

4.8.4 Метрологические службы (МС) ПМЭС, выполняющие работы по калибровке СИ и ИК, должны быть аттестованы в установленном в ПАО «ФСК ЕЭС» порядке на право калибровки ИК и СИ по соответствующим видам измерений.

4.8.5 Персонал МС ПМЭС, выполняющий работы по калибровке СИ и ИК, должен пройти обучение в области метрологического обеспечения (калибровки) по ИК и СИ соответствующих видов измерений.

Приложение А
(справочное)

Формулы для расчета метрологических характеристик

1 Формулы для расчета метрологических характеристик ИК ЦПС

1.1 Границы интервалов допускаемых относительных погрешностей ИК ЦПС при измерении активной электроэнергии $\delta_{ИКА}$ при доверительной вероятности P=0,95 рассчитываются по формуле (1):

Примечание. В качестве нормальных условий используют данные, предусмотренные технической документацией на ЦПС.

$$\delta_{ИКА} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_{ЦТТ}^2 + \delta_{ЦТН}^2 + \delta_{ССВ}^2 + \delta_{\theta\lambda}^2 + \delta_{Д}^2}\,, \qquad (1)$$

где:

$\delta_{ЦТТ}$ - пределы допускаемой относительной погрешности ЦТТ, %;

$\delta_{ЦТН}$ - пределы допускаемой относительной погрешности ЦТН, %;

$\delta_{ССВ}$ - пределы допускаемой относительной погрешности СОЕВ, %;

$\delta_{\theta\lambda}$ - пределы допускаемой относительной погрешности, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов, %;

$\delta_{Д}$ - пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %.

1.2 Границы интервалов суммарной абсолютной угловой погрешности θ, мин, и составляющая погрешности, обусловленная угловыми погрешностями измерительных трансформаторов δ_{θ_A}, %, определяются по формулам (2) и (3):

$$\theta = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \qquad (2)$$

$$\delta_{\theta_A} = 0{,}029 \cdot \theta \cdot tg\phi\,, \qquad (3)$$

где

θ_I, θ_U - угловые погрешности ЦТТ и ЦТН, мин;

φ - угол сдвига между векторами первичных тока и напряжения, градус.

1.3 Границы интервалов допускаемых относительных погрешностей ИК ЦПС при измерении реактивной электроэнергии $\delta_{ИКР}$ при доверительной вероятности P=0,95 рассчитываются по формуле (4):

Примечание. В качестве нормальных условий используют данные, предусмотренные технической документацией на ЦПС.

$$\delta_{ИКР} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_{ЦТТ}^2 + \delta_{ЦТН}^2 + \delta_{ССВ}^2 + \delta_{\theta\lambda}^2 + \delta_{Д}^2}\,, \qquad (4)$$

где:

$\delta_{ЦТТ}$ - пределы допускаемой относительной погрешности ЦТТ, %;

$\delta_{ЦТН}$ - пределы допускаемой относительной погрешности ЦТН, %;

$\delta_{ССВ}$ - пределы допускаемой относительной погрешности СОЕВ, %;

$\delta_{\theta\lambda}$ - пределы допускаемой относительной погрешности, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов, %;

$\delta_{Д}$ - пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %.

1.4 Границы интервалов суммарной абсолютной угловой погрешности θ, мин, и составляющая погрешности, обусловленная угловыми погрешностями измерительных трансформаторов $\delta_{\theta p}$, %, определяются по формулам (5) и (6):

$$\theta = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \tag{5}$$

$$\delta_{\theta p} = 0{,}029 \cdot \theta \cdot ctg\phi, \tag{6}$$

где

θ_I, θ_U - угловые погрешности ЦТТ и ЦТН, мин;

φ - угол сдвига между векторами первичных тока и напряжения, градус.

Приложение Б
(справочное)

Перечень основных параметров, измеряемых посредством ИК ЦПС (перечень может дополняться)

Электрическая энергия
Перечень измеряемых параметров АСУ ТП
Мощность активная (фазная / суммарная по трем фазам)
Мощность реактивная (фазная / суммарная по трем фазам)
Мощность полная (фазная / суммарная по трем фазам)
Сила тока (фазная)
Напряжение (фазное / линейное)
Частота сети (фазная)
Коэффициент мощности (фазный / суммарный по трем фазам)
ПКЭ
Среднеквадратическое значение напряжения
Установившееся отклонение напряжения
Положительное отклонение напряжения
Отрицательное отклонение напряжения
Частота
Отклонение частоты
Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения
Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения
Длительность провала напряжения
Глубина провала напряжения
Длительность временного перенапряжения
Коэффициент временного перенапряжения
Кратковременная доза фликера Pst, отн. ед.
Угол фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты
Среднеквадратическое значение силы тока
Среднеквадратическое значение силы тока прямой 11, обратной 12 и нулевой 10 последовательности
Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока (суммарный коэффициент искажения синусоидальности тока)
Коэффициент n-ой гармонической составляющей тока
Угол фазового сдвига между напряжением и током
Угол фазового сдвига между n-ми гармоническими составляющими напряжения и тока)
Активная мощность
Реактивная мощность
Полная мощность
Активная энергия
Реактивная энергия
Интервал времени (ход часов), с/сутки
Текущее время (ход часов таймера реального времени), мс

Приложение В
(справочное)

Метрологические и технические характеристик компонентов, входящих в состав ИС ЦПС (список может дополняться)

Таблица А.1. Цифровые трансформаторы тока

По переменному току
Класс точности
Номинальное напряжение фазное переменного тока, кВ
Диапазон измерений рабочего тока, кА
Номинальная частота измеряемого тока, Гц
Номинальный коэффициент расширенного первичного тока для цифровых выходов
Количество измеряемых фаз
Частота дискретизации по выходу «МЭК 61850-9-2», выборок в секунду
Количество одновременно передаваемых потоков по выходу «МЭК 61850-9-2» с различной частотой дискретизации
Тип входа синхронизации времени
Период удержания частоты при отсутствии внешней синхронизации, с
По постоянному току
Класс точности
Номинальное напряжение постоянного тока, кВ
Диапазон измерений рабочего тока, кА
Частота дискретизации по выходу «МЭК 61850-9-2», выборок в секунду
Количество одновременно передаваемых потоков по выходу «МЭК 61850-9-2» с различной частотой дискретизации
Тип входа синхронизации времени
Период удержания частоты при отсутствии внешней синхронизации, с

Таблица А.2. Цифровые трансформаторы напряжения

Класс точности
Номинальное напряжение фазное переменного тока, кВ
Номинальная частота измеряемого тока, Гц
Номинальное напряжение потенциального выхода, В
Минимальное входное сопротивление приборов, подключаемых к потенциальному выходу, кОм
Количество измеряемых фаз
Диапазон пропускания частот при наличии гармоник в измеряемом сигнале, Гц
Частота дискретизации по выходу «МЭК 61850-9-2», выборок в секунду
Количество одновременно передаваемых потоков по выходу «МЭК 61850-9-2» с различной частотой дискретизации
Тип входа синхронизации времени
Период удержания частоты при отсутствии внешней синхронизации, с

Таблица А.3. Система синхронизации времени

Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта метки синхронизации в режиме выдачи кодовой последовательности в формате IRIG-A относительно шкалы координированного времени UTC
Предел допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения (хранения) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени
Минимальный квант корректировки времени
Точность синхронизации по SNTP и PTP v2
Используемые спутниковые группировки

Таблица А.4. Цифровой вычислитель

Класс точности
Фазные и междуфазные напряжения, В
Ток фазный, А
Напряжение прямой, обратной и нулевой последовательности, В
Токи прямой, обратной и нулевой последовательности, А
Мощность полная активная (ВА), при Cosφ = 1
Мощность реактивная, при Sinφ = 1 (Вар)
Фазовые углы между током и напряжением основной гармоники, градусов
Коэффициент мощности
Частота, Гц
Количество одновременно передаваемых цифровых потоков мгновенных значений токов и напряжений с шины процесса согласно МЭК 61850-9-2
Количество измеряемых фаз
Тип входа синхронизации времени
Период удержания частоты при отсутствии внешней синхронизации, с

Библиография

1. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» Закон Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» (в редакции от 13.07.2015).

2. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» (в редакции от 29.07.2017).

3. Постановление Правительства РФ от 06.04.2011 № 246 «Об осуществлении федерального государственного метрологического надзора» (вместе с «Положением об осуществлении федерального государственного метрологического надзора») (в редакции от 26.12.2017).

4. Положение о Единой технической политике в электросетевом комплексе Утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 23.10.2013 № 138).

5. Положение о порядке проведения метрологического обеспечения в ОАО «ФСК ЕЭС». Общие требования. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.01.2009 № 2.

6. Типовой порядок проведения метрологического обеспечения в филиалах ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС. распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.10.2009 № 424р.

7. Положение по организации и обеспечению периодического и внепланового контроля технического состояния средств измерений. распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.06.2009 № 268р.

8. СТО 56947007-29.240.126-2012 Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС».

9. 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».

10. Том 2.1.2. Типовые архитектуры АСУ ТП для ПС. Архитектура III типа. Приложение 4 к приказу от 01.09.2014 № 373 (в редакции приказа от 17.05.2018 № 170).

11. Том 2.2.4. Типовая проектная документация на шкафы измерительных преобразователей (ШИП). Приложение 4 к приказу от 01.09.2014 № 373 (в редакции приказа от 17.05.2018 № 170).

12. Том 2.3. Полный типовой перечень сигналов АСУ ТП с учетом сигналов от типовых шкафов РЗА. Приложение 4 к приказу от 01.09.2014 №.373 (в редакции приказа от 17.05.2018 № 170).

13. Том 4. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Приложение 6 к приказу от 01.09.2014 № 373 (в редакции приказа от 17.05.2018 № 170).

14. СТО 56947007-29.240.10.256-2018 Технические требования к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС, ПАО «ФСК ЕЭС».

15. Р 50.2.077-2014 ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения.

16. МИ 222-80 Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов.

17. МИ 1317-04 ГСИ. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров.

18. МИ 1730-87 ГСИ. Погрешности косвенных измерений характеристик процессов. Методы расчета.

19. IEEE 1588-2008 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE). Стандарт протокола синхронизации точного времени для сетевых измерительных систем систем управления (Standard of the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). IEEE 1588-2008 Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems).

20. МЭК 61869-9(2016) Трансформаторы измерительные. Часть 9. Цифровой интерфейс для измерительных трансформаторов (IEC 61869-9(2016) Instrument transformers - Part 9: Digital interface for instrument transformers).

21. МЭК 61850-8-1 (2011) Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Схема распределения особой услуги связи (SCSM). Схема распределения для производственной системы модульной конструкции MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и по ISO/IEC 8802-3 (IEC 61850-8-1 (2011) Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3).

22. МЭК 61850-9-2(2011) Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3 (IEC 61850-9-2 (2011) Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3).

23. МЭК 61850-5(2013) Коммуникационные сети и системы для автоматизации электростанций общего пользования. Часть 5. Коммуникационные требования для выполнения функций и к моделям приборов (IEC 61850-5(2013) Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models).

gost.e-ecolog.ru