ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59364— 2021

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2021

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 апреля 2021 г. № 213-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2021

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения и сокращения 2
4 Основные положения 3
5 Требования к оснащению объектов электроэнергетики УСВИ, КСВД и ПТК СМПР 4
6 Требования к оснащению диспетчерских центров УСВИ и КСВД 4
7 Требования к функциональности УСВИ 4
8 Требования к функциональности КСВД 4
9 Требования к ПТК СМПР 5
10 Требования к информационному взаимодействию в СМПР 6
11 Требования к длительности хранения линейных архивов в автономных УСВИ и КСВД 7
12 Особенности ввода в эксплуатацию устройств СМПР и ПТК СМПР 7
Приложение А (обязательное) Требования к составу данных СВИ, передаваемых в региональные КСВД, установленные в ДЦ 9
Приложение Б (обязательное) Принципы задания идентификаторов в СМПР ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем 10
Приложение В (обязательное) Форма протокола настройки УСВИ 12
Приложение Г (обязательное) Форма протокола настройки КСВД 14
Библиография 16

Введение

В соответствии с пунктом 168 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем [1] в энергосистеме следует осуществлять регистрацию аварийных событий и процессов, в том числе с использованием устройств системы мониторинга переходных режимов.

Общие требования к оснащению объектов электроэнергетики устройствами системы мониторинга переходных режимов установлены Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики [2].

Настоящий стандарт разработан в развитие положений указанных нормативных правовых актов и направлен на обеспечение нормативно-технической основы для применения технологии синхронизированных векторных измерений, построения и функционирования системы мониторинга переходных режимов в Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования

United power system and isolated power systems. Relay protection and automation. Wide-area measurement system. Norms and requirements

Дата введения — 2021—05—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает:

- требования к структуре системы мониторинга переходных режимов (далее — СМПР) Единой энергетической системы России (далее — ЕЭС России) и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;
- требования к установке устройств синхронизированных векторных измерений, концентраторов синхронизированных векторных данных и программно-технических комплексов СМПР на объектах электроэнергетики и в диспетчерских центрах системного оператора и субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах;
- требования к функциональности устройств синхронизированных векторных измерений и концентраторов синхронизированных векторных данных в составе СМПР;
- требования к программно-техническим комплексам СМПР, устанавливаемым на объектах электроэнергетики;
- требования к информационному взаимодействию в СМПР ЕЭС России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;
- требования к длительности хранения линейных архивов данных синхронизированных векторных измерений на разных уровнях СМПР;
- особенности ввода в эксплуатацию устройств СМПР и программно-технических комплексов СМПР.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на системного оператора, субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, собственников и иных законных владельцев объектов электроэнергетики, организаций, осуществляющих деятельность по разработке, созданию, внедрению, наладке, эксплуатации устройств СМПР, а также проектных и научно-исследовательских организаций.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении объектов электроэнергетики, технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям, создании (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики, техническом оснащении диспетчерских центров системного оператора и субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, разработке и реализации технических мероприятий, обеспечивающих решение задач, указанных в пункте 4.1.

Издание официальное

1.4 Требования настоящего стандарта не распространяются на программно-технические комплексы СМПР, если такие комплексы:

- установлены на объектах электроэнергетики до вступления в силу настоящего стандарта;
- подлежат установке на объектах электроэнергетики в соответствии с проектной (рабочей) документацией на создание (модернизацию) комплексов или устройств релейной защиты и автоматики, согласованной и утвержденной в установленном порядке до вступления в силу настоящего стандарта.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 55537 Глобальная навигационная спутниковая система. Системы навигационно-информационные. Классификация

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 55537, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **автономное устройство синхронизированных векторных измерений:** Устройство синхронизированных векторных измерений, в котором дополнительно реализованы функции хранения и передачи по запросу архивных данных синхронизированных векторных измерений.

3.1.2 **данные синхронизированных векторных измерений:** Совокупность векторных и скалярных электрических параметров с метками времени, измеренных устройствами синхронизированных векторных измерений.

3.1.3 **класс устройств синхронизированных векторных измерений:** Градация устройств синхронизированных векторных измерений по соответствию их технических характеристик установленным требованиям для задач мониторинга (М) и задач автоматического управления (Р) электроэнергетическим режимом.

3.1.4 **концентратор синхронизированных векторных данных:** Программно-техническое устройство, выполняющее прием, обработку, хранение и передачу данных синхронизированных векторных измерений.

3.1.5 **линейный архив**: Совокупность данных синхронизированных векторных измерений, записанных концентратором синхронизированных векторных данных в соответствии с заданной конфигурацией.

3.1.6 **программно-технический комплекс системы мониторинга переходных режимов:** Совокупность установленных на объекте электроэнергетики устройств синхронизированных векторных измерений, концентраторов синхронизированных векторных данных и устройств, обеспечивающих их функционирование и синхронизацию времени.

3.1.7 **система мониторинга переходных режимов;** СМПР: Информационно-измерительная система, предназначенная для получения с нормированным качеством данных синхронизированных векторных измерений в электромеханических переходных и установившихся режимах работы электроэнергетических систем в реальном времени и по запросу для применения в технологиях оперативно-

диспетчерского управления в электроэнергетике, оперативно-технологического управления, автоматического режимного и противоаварийного управления.

3.1.8 **устройство синхронизированных векторных измерений:** Техническое средство, функцией (одной либо одной из нескольких) которого является выполнение с нормированной точностью измерений синхронизированных векторов и других электрических параметров в однозначно определенные с помощью глобальных навигационных спутниковых систем моменты времени и передача результатов измерений в концентраторы синхронизированных векторных данных.

3.2 В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическими процессами объекта электроэнергетики;
блок Г-Т — блок генератор-трансформатор;
ГДЦ — главный диспетчерский центр;
ДЦ — диспетчерский центр;
КСВД — концентратор синхронизированных векторных данных;
ЛЭП — линия электропередачи;
ОДУ — объединенное диспетчерское управление;
ПТК СМПР — программно-технический комплекс системы мониторинга переходных режимов;
СВИ — синхронизированные векторные измерения;
ТН — трансформатор напряжения;
ТТ — трансформатор тока;
УСВИ — устройство синхронизированных векторных измерений.

4 Основные положения

4.1 СМПР применяют для решения следующих задач:

- мониторинг электроэнергетических режимов работы сети и визуализация электромеханических переходных процессов в ЕЭС России (технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах);
- оценивание состояния электроэнергетического режима работы энергосистемы для расчетных задач системы мониторинга запасов устойчивости и централизованной системы противоаварийной автоматики;
- верификация расчетных моделей оборудования и энергосистемы;
- мониторинг низкочастотных колебаний;
- уточнение статических и динамических характеристик нагрузки;
- анализ корректности работы системных регуляторов;
- анализ технологических возмущений в энергосистеме;
- противоаварийное управление посредством применения данных СВИ в устройствах и комплексах автоматического противоаварийного управления;
- информационная поддержка оперативного персонала при выполнении задач мониторинга режимов работы и состояния генерирующего и электросетевого оборудования.

4.2 СМПР ЕЭС России является распределенной иерархической информационно-измерительной системой, включающей объектовый уровень, региональный и главный уровни.

СМПР технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы является распределенной иерархической информационно-измерительной системой, включающей объектовый и региональный уровни.

4.3 На объектовом уровне устанавливают автономные УСВИ и (или) ПТК СМПР, включающие УСВИ и локальные КСВД. Автономные УСВИ и ПТК СМПР, установленные на объектовом уровне, должны обеспечивать измерение, обработку, хранение данных СВИ и их передачу в региональные КСВД.

4.4 На региональном уровне — в ДЦ системного оператора, в операционную зону которых входит территория территориальных или объединенных энергосистем, и в ДЦ субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, а также в системах сбора информации собственников и иных законных владельцев объектов электроэнергетики — устанавливают региональные КСВД, обеспечивающие сбор данных СВИ от автономных УСВИ и ПТК СМПР объектов электроэнергетики, обмен данными с другими

региональными КСВД, обработку, хранение данных СВИ и их передачу в главный КСВД (для СМПР ЕЭС России).

4.5 На главном уровне — в ГДЦ системного оператора — устанавливают главный КСВД, обеспечивающий сбор данных СВИ от региональных КСВД, их обработку и хранение.

4.6 Требования к оснащению объектов электроэнергетики и ДЦ УСВИ, ПТК СМПР, локальными, региональными и главным КСВД приведены в разделах 5 и 6.

5 Требования к оснащению объектов электроэнергетики УСВИ, КСВД и ПТК СМПР

5.1 УСВИ, КСВД и ПТК СМПР следует устанавливать на объектах электроэнергетики в соответствии с пунктами 136—138 Требований [2].

5.2 Если на объекте электроэнергетики в соответствии с критериями, приведенными в Требованиях [2], требуется дополнительная установка УСВИ не более чем на двух присоединениях, по решению собственника или иного законного владельца такого объекта электроэнергетики допускается вместо ПТК СМПР устанавливать автономные УСВИ.

5.3 Необходимость установки региональных КСВД у собственников и иных законных владельцев объектов электроэнергетики определяют в соответствии с проектной документацией на строительство, реконструкцию, модернизацию объектов электроэнергетики.

6 Требования к оснащению диспетчерских центров УСВИ и КСВД

6.1 Системный оператор (субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) определяет(ют) необходимость установки региональных КСВД в ДЦ.

6.2 В каждом ДЦ системного оператора, в операционную зону которого входит территория объединенной энергосистемы, должен быть установлен региональный КСВД.

6.3 В ГДЦ системного оператора должен быть установлен главный КСВД.

6.4 В случае, если это необходимо для выполнения задач мониторинга и анализа параметров электроэнергетического режима, допускается устанавливать в ДЦ УСВИ.

7 Требования к функциональности УСВИ

7.1 УСВИ предназначены для выполнения с нормированной точностью измерений синхронизированных векторов фазных токов и напряжений, частоты, скорости изменения частоты и передачи измеренных параметров в КСВД.

7.2 Автономные УСВИ, устанавливаемые на объектах электроэнергетики, и УСВИ в составе ПТК СМПР должны выполнять в составе СМПР следующие функции:

- выполнение СВИ с нормированными погрешностями измерений в статических и динамических условиях, с синхронизацией с глобальными навигационными системами;
- передача данных СВИ двум или более получателям по соответствующему протоколу с настраиваемым темпом передачи.

8 Требования к функциональности КСВД

8.1 Локальные КСВД, устанавливаемые на объектах электроэнергетики, должны обеспечивать:

- сбор данных СВИ от автономных УСВИ, установленных на таких объектах электроэнергетики;
- обработку, мониторинг качества и хранение поступающих данных СВИ;
- передачу данных СВИ в региональные КСВД, а также в системы или информационные комплексы, функционирующие с применением данных СВИ.

8.2 Региональные КСВД, устанавливаемые в системах сбора информации собственников и иных законных владельцев объектов электроэнергетики, должны выполнять в составе СМПР следующие функции:

- сбор данных СВИ от автономных УСВИ и локальных КСВД;
- обмен данными СВИ с региональными КСВД, установленными в ДЦ;

- обработка, мониторинг качества и хранение поступающих данных СВИ;
- передача данных СВИ в системы или информационные комплексы, функционирующие с применением данных СВИ.

8.3 Региональные КСВД, устанавливаемые в ДЦ системного оператора, в операционную зону которого входит территориальная энергосистема, должны выполнять в составе СМПР следующие функции:

- сбор данных СВИ от автономных УСВИ и локальных КСВД;
- обмен данными СВИ с региональными КСВД;
- обработка, мониторинг качества и хранение поступающих данных СВИ;
- передача данных СВИ в системы или информационные комплексы, функционирующие с применением данных СВИ и развернутые на уровне ДЦ системного оператора, в операционную зону которого входит территориальная энергосистема.

8.4 Региональные КСВД, устанавливаемые в ДЦ системного оператора, в операционную зону которого входит территория объединенной энергосистемы, должны выполнять в составе СМПР следующие функции:

а) сбор данных СВИ от автономных УСВИ и локальных КСВД;

б) обмен данными СВИ с региональными КСВД, установленными в ДЦ и в системах сбора информации собственников и иных законных владельцев объектов электроэнергетики;

в) обработка, мониторинг качества и хранения поступающих данных СВИ;

г) передача данных СВИ в:

1) главный КСВД;
2) системы и информационные комплексы, функционирующие с применением данных СВИ и развернутые на уровне ДЦ системного оператора, в операционную зону которого входит территория объединенной энергосистемы.

8.5 Главный КСВД должен выполнять в составе СМПР следующие функции:

- сбор данных СВИ от региональных КСВД;
- обработка, мониторинг качества и хранения поступающих данных СВИ;
- передача данных СВИ в системы или информационные комплексы, функционирующие с применением данных СВИ.

9 Требования к ПТК СМПР

9.1 В ПТК СМПР должна быть обеспечена синхронизация УСВИ с глобальными спутниковыми системами точного времени с точностью не хуже 1 мкс.

9.2 В ПТК СМПР должен быть реализован контроль технического состояния каналов связи, аппаратного и программного обеспечения ПТК СМПР с выдачей предупредительной сигнализации дежурному персоналу объекта электроэнергетики при наличии рисков отказов функционирования или ложной работы.

9.3 Количество локальных КСВД в одном ПТК СМПР объекта электроэнергетики должно быть достаточным для сбора данных от всех УСВИ, входящих в состав данного ПТК СМПР, и их передачи в ДЦ.

9.4 Функция передачи данных СВИ в региональный КСВД, установленный в ДЦ, должна быть реализована от одного локального КСВД. При этом в ПТК СМПР электростанций должно быть обеспечено резервирование данного локального КСВД.

9.5 В ПТК СМПР электростанций при условии установки УСВИ на генераторах с контролем напряжения и тока возбуждения должна быть реализована функция мониторинга работы системных регуляторов.

9.6 Требования к подключению УСВИ к ТТ, ТН

9.6.1 УСВИ должны быть подключены к вторичным обмоткам измерительных ТН следующих классов точности:

- для ТН 110 кВ и выше — не хуже 0,2 (при наличии);
- для остальных ТН — не хуже 0,5.

9.6.2 УСВИ класса М должны быть подключены к вторичным обмоткам измерительных ТТ следующих классов точности:

- для ТТ 110 кВ и выше — не хуже 0,2 (при наличии);
- для остальных ТТ — не хуже 0,5.

9.6.3 Класс точности вторичной обмотки измерительных ТТ для подключения УСВИ класса Р необходимо определять в соответствии с проектной документацией.

9.6.4 Подключение УСВИ к вторичным цепям тока следует осуществлять с учетом полярности вторичных обмоток ТТ. При этом за положительное направление необходимо принимать направление для первичного тока от начала к концу первичной обмотки ТТ и направление для вторичного тока от начала вторичной обмотки к концу вторичной обмотки.

9.7 Информация о составе, параметрах и источниках сигналов измеряемых в УСВИ объектов электроэнергетики приведена в таблице 1.

Таблица 1 — Требования к аналоговым сигналам при организации измерений в УСВИ, установленных на объектах электроэнергетики

Наименование аналогового сигнала	Обозначение	Параметры сигнала, диапазон показаний параметра	Источник сигнала
Фазные напряжения	U_{A0} U_{B0} U_{C0}	$U_{ном}$ = 100/ $\sqrt{3}$ (100) В, диапазон показаний $U_{ТН}$ = 0,02 ... 1,2·($U_{ном}$) с перегрузкой до 2$U_{ном}$ на время не более 1 с	Линейный ТН ЛЭП каждого присоединения, при этом при выводе линейного ТН должен быть обеспечен перевод цепей напряжения на ТН системы шин; ТН блока Г-Т (при наличии выключателя в схеме блок Г-Т — к ТН, установленному до выключателя)
Фазные токи	I_{A0} I_{B0} I_{C0}	$I_{ном}$ = 1 (5) А, диапазон изменения $I_{тт}$, $I_{ТТ}$ = 0,01...2·($I_{ном}$) (для УСВИ класса М и для УСВИ класса Р, подключаемым в измерительные обмотки ТТ), $I_{ТТ}$ =0,01 ... 40·($I_{ном}$) в течение 1 с (для УСВИ класса Р, подключаемым в релейные обмотки ТТ)	ТТ присоединения; при отсутствии ТТ присоединения — к ТТ, установленным в цепях выключателей, по схеме суммирования токов; ТТ на линейных выводах генераторов
Ток ротора	I_f, I_{ff}	От –75 до 75 мВ с перегрузкой 100 %	Система возбуждения генератора (измерительные шунты и цепи напряжения постоянного тока)
Напряжение ротора	U_f, U_{ff}	От –1000 до 1000 В с перегрузкой 20 %	

10 Требования к информационному взаимодействию в СМПР

10.1 Информационное взаимодействие между уровнями СМПР должно быть организовано между устройствами и комплексами СМПР разных уровней иерархии в режиме реального времени и по запросу.

10.2 Минимальный состав данных СВИ, передаваемых от ПТК СМПР в КСВД, установленные в ДЦ, в режиме реального времени и по запросу, должен соответствовать требованиям, указанным в приложении А.

10.3 При организации информационного взаимодействия между различными уровнями СМПР, передаче данных от устройств СМПР и ПТК СМПР в системы сбора информации объектов электроэнергетики, системы мониторинга и управления режимом работы оборудования, а также устройства и комплексы автоматического противоаварийного управления передача данных СВИ должна быть реализована следующим образом:

а) в режиме реального времени в соответствии с протоколом [3] или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

б) в режиме по запросу посредством реализации технологии web-сервисов.

10.4 В проектной документации на строительство, реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение объекта электроэнергетики в части установки ПТК СМПР, УСВИ, КСВД должен быть приведен расчет пропускной способности каналов передачи данных для передачи данных СВИ в режиме реального времени.

10.5 Пропускную способность каналов передачи данных для передачи данных СВИ по запросу следует выбирать исходя из количества УСВИ, установленных на объекте электроэнергетики:

- при количестве УСВИ от 1 до 8 — не менее 64 кбит/с;
- при количестве УСВИ более 8 — не менее 128 кбит/с.

Собственник или иной владелец объекта электроэнергетики должен обеспечить надежное функционирование коммуникационного оборудования объекта электроэнергетики, посредством которого организована передача данных СВИ в региональный КСВД, установленный в ДЦ.

11 Требования к длительности хранения линейных архивов в автономных УСВИ и КСВД

Требования к длительности хранения линейных архивов данных СВИ в автономных УСВИ и КСВД приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Требования к длительности хранения линейных архивов данных СВИ в автономных УСВИ и КСВД

Устройство СМПР	Место установки	Требования к длительности хранения линейного архива данных, сут	Требования к длительности хранения аварийного архива данных
Автономный УСВИ	Подстанции и электростанции	14	—
Локальный КСВД	Подстанции	60	
	Электростанции	180	
Региональный КСВД	ДЦ	30	Бессрочно
	Остальные субъекты электроэнергетики	В соответствии с требованиями систем сбора информации субъекта электроэнергетики	
Главный КСВД	ГДЦ системного оператора	30	Бессрочно

12 Особенности ввода в эксплуатацию устройств СМПР и ПТК СМПР

12.1 Собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики не ранее чем за 60 рабочих дней до начала приемочных испытаний ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД), одной из функций которого является передача информации в ДЦ, должен направить в ДЦ запрос о представлении идентификаторов присоединений, на которых предусмотрена установка УСВИ (автономных УСВИ).

12.2 ДЦ в течение 3 рабочих дней со дня получения запроса о выдаче идентификаторов присоединений должен определить идентификаторы присоединений в соответствии с приложением Б и направить данную информацию собственнику или иному законному владельцу объекта электроэнергетики.

12.3 Собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики не позднее чем за 15 рабочих дней до начала приемочных испытаний ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД), одной из функций которого является передача информации в ДЦ, должны быть разработаны и направлены в соответствующий ДЦ:

- программа испытаний ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД);
- протоколы настройки УСВИ и КСВД, составленные по форме в соответствии с приложениями В и Г.

12.4 Программа испытаний ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД) должна включать следующие проверки:

а) для ПТК СМПР и автономных УСВИ:

1) проверка точности синхронизации времени;

2) проверка корректности и полноты записи линейных архивов;

3) проверка корректности измерения абсолютных углов;

4) проверка соответствия передаваемых данных СВИ и дискретных сигналов в ДЦ проектным решениям;

5) проверка достоверности данных СВИ, передаваемых в ДЦ;

б) для региональных КСВД:

1) проверка корректности и полноты записи линейных архивов;

2) проверка соответствия передаваемых данных СВИ и дискретных сигналов в ДЦ проектным решениям;

3) проверка достоверности данных СВИ, передаваемых в ДЦ.

12.5 Программа испытаний ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД), одной из функций которого является передача информации в ДЦ, должна быть согласована собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики с ДЦ.

12.6 ДЦ должен в течение 10 рабочих дней со дня получения проекта программы испытаний согласовать ее либо в тот же срок направить собственнику или иному законному владельцу объекта электроэнергетики обоснованные замечания к ней.

12.7 Собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики в течение 5 рабочих дней после проведения испытаний ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД), одной из функций которого является передача информации в ДЦ, должен оформить протокол испытаний и направить его на согласование в ДЦ.

12.8 ДЦ должен в течение 5 рабочих дней со дня получения протокола испытаний ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД) согласовать его либо в тот же срок направить собственнику или иному законному владельцу объекта электроэнергетики обоснованные замечания к протоколу испытаний.

12.9 После согласования (в случаях, указанных в пункте 12.4, перечисление б)) и подписания протокола испытаний собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики в течение 30 календарных дней должен оформить организационно-распорядительный документ о вводе ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД) в опытную (промышленную) эксплуатацию.

Приложение А
(обязательное)

Требования к составу данных СВИ, передаваемых в региональные КСВД, установленные в ДЦ

А.1 Минимальные требования к составу данных СВИ, передаваемых в региональные КСВД, установленные в ДЦ, в режиме реального времени, приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 — Минимальные требования к составу данных СВИ, передаваемых в региональные КСВД, установленные в ДЦ, в режиме реального времени

Присоединение		Перечень передаваемых параметров
При количестве установленных на объекте электроэнергетики УСВИ — не более 4		Векторы U_A, U_B, U_C, I_A, I_B, I_C; P, Q, f_{U1}, df_{U1}/dt
При количестве установленных на объекте электроэнергетики УСВИ — более 4	отходящие ЛЭП высшего класса напряжения объекта электроэнергетики	Вектор U_1, вектор I_1; P, Q, f_{U1}, df_{U1}/dt
	отходящие ЛЭП среднего класса напряжения объекта электроэнергетики и остальные присоединения	P, Q, f_{U1}, df_{U1}/dt
	присоединения генераторов объекта электроэнергетики	1) P, f_{U1}, df_{U1}/dt; 2) I_f, I_{ff}, U_f, U_{ff} (при измерении параметров системы возбуждения)
		Дискретные сигналы о корректной/некорректной работе системы возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения

А.2 Требования к составу данных СВИ, записываемых в линейные архивы автономных УСВИ и локальных КСВД, передаваемых в региональные КСВД, установленные в ДЦ, в режиме по запросу, приведены в таблице А.2.

Таблица А.2 — Требования к составу данных СВИ, записываемых в линейные архивы автономных УСВИ и локальных КСВД, передаваемых в региональные КСВД, установленные в ДЦ, в режиме по запросу

Присоединение	Перечень передаваемых параметров
Присоединения ЛЭП, автотрансформаторов объекта электроэнергетики	P, Q, U_1, δ_{U1}, U_a, δ_{Ua}, U_b, δ_{Ub}, U_c, δ_{Uc}, I_1, δ_{I1}, I_a, δ_{Ia}, I_b, δ_{Ib}, I_c, δ_{Ic}, f_a, f_b, f_c U2, U0
Присоединения генераторов объекта электроэнергетики	1) P, Q, U_1, δ_{U1}, U_a, δ_{Ua}, U_b, δ_{Ub}, U_c, δ_{Uc}, I_1, δ_{I1}, I_a, δ_{Ia}, I_b, δ_{Ib}, I_c, δ_{Ic}, f_a, f_b, f_c; U2, U0 2) I_f , I_{ff}, U_f, U_{ff} (при измерении параметров системы возбуждения);
	Архивные данные системы мониторинга системных регуляторов
	Дискретные сигналы о состоянии системы возбуждения (их состав определяется индивидуально для каждого КСВД с универсальным программным обеспечением системы мониторинга системных регуляторов)

Приложение Б
(обязательное)

Принципы задания идентификаторов в СМПР ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем

Б.1 В СМПР ЕЭС России (технологически изолированных территориальных энергетических систем) назначают:

- идентификаторы присоединений, на которых установлены УСВИ (автономных УСВИ);
- идентификаторы данных СВИ, передаваемых в режиме реального времени;
- идентификаторы данных СВИ в линейных архивах.

Б.2 Идентификаторы присоединений в региональных КСВД, установленных в ДЦ, должны быть уникальными, и назначают их:

- в ЕЭС России — системный оператор;
- в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе — соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Б.3 Идентификатор присоединения в региональных КСВД, установленных в ДЦ системного оператора, представляет собой целое число в формате XXYYZZTT, где:

а) XX является порядковым номером ДЦ системного оператора, операционная зона которого включает территорию соответствующей объединенной энергосистемы:

00 — ОДУ Востока;
01 — ОДУ Северо-Запада;
02 — ОДУ Центра;
03 — ОДУ Юга;
04 — ОДУ Средней Волги;
05 — ОДУ Урала;
06 — ОДУ Сибири;

б) YY является порядковым номером ПТК СМПР (автономного УСВИ) объекта электроэнергетики в операционной зоне соответствующего ДЦ;

в) ZZ является порядковым номером УСВИ (потока данных СВИ), соответствующего объекта электроэнергетики;

г) TT является дополнительным числовым параметром, равным смещению местного времени, выраженном в часах, в месте расположения ДЦ относительно всемирного скоординированного времени.

Б.4 Идентификатор присоединения в региональных КСВД, установленных в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе, представляет собой целое число в формате YYZZTT, где:

а) YY является порядковым номером ПТК СМПР (автономного УСВИ) объекта электроэнергетики в операционной зоне соответствующего ДЦ;

б) ZZ является порядковым номером УСВИ (потока данных СВИ) соответствующего объекта электроэнергетики;

в) TT является дополнительным числовым параметром, равным смещению местного времени, выраженного в часах, в месте расположения ДЦ относительно всемирного скоординированного времени.

Б.5 Идентификаторы данных СВИ, передаваемых в режиме реального времени, необходимо задавать в соответствии с таблицей Б.1.

Таблица Б.1 — Идентификаторы данных СВИ, передаваемых в режиме реального времени

Измеряемый параметр	Идентификатор <Параметр>
Векторы: U_1, U_2, U_0, U_a, U_b, U_c, I_1, I_2, I_0, I_a, I_b, I_c	U1, U2, U0, Ua, Ub, Uc, I1, I2, I0, Ia, Ib, Ic
Параметры: f_a, f_b, f_c, P, Q, U_f, U_{ff}, I_f, I_{ff}, U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}, U_1, U_2, U_0, U_a, U_b, U_c, I_1, I_2, I_0, I_a, I_b, I_c, угол U_1, угол U_2, угол U_0, угол U_a, угол U_b, угол U_c, угол I_1, угол I_2, угол I_0, угол I_a, угол I_b, угол I_c	Fa, Fb, Fc, P, Q, Uf, Uff, If, Iff, Uab, Ubc, Uca, U1.Am, U2.Am, U0.Am, Ua.Am, Ub.Am, Uc.Am, I1.Am, I2.Am, I0.Am, Ia.Am, Ib.Am, Ic.Am, U1.Ph, U2.Ph, U0.Ph, Ua.Ph, Ub.Ph, Uc.Ph, I1.Ph, I2.Ph, I0.Ph, Ia.Ph, Ib.Ph, Ic.Ph

Окончание таблицы Б.1

Измеряемый параметр	Идентификатор <Параметр>
Сигнал корректной работы системы возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения	R_ARV
f, d*f*/d*t*	Freq, DFreq

Б.6 Идентификаторы данных СВИ в линейных архивах необходимо задавать в следующем виде: <Идентификатор присоединения>:<Измеряемый параметр>.

Идентификатор измеряемых параметров в линейных архивах следует выбирать в соответствии с таблицей Б.2.

Таблица Б.2 — Идентификаторы измеряемых параметров в линейных архивах

Измеряемый параметр	Идентификатор <Параметр>
U_1, U_a, U_b, U_c	U1.Am, Ua.Am, Ub.Am, Uc.Am
δ_{U1}, δ_{Ua}, δ_{Ub}, δ_{Uc}	U1.Ph, Ua.Ph, Ub.Ph, Uc.Ph
I_1, I_a, I_b, I_c	I1.Am, Ia.Am, Ib.Am, Ic.Am
δ_{I1}, δ_{Ia}, δ_{Ib}, δ_{Ic}	I1.Ph, Ia.Ph, Ib.Ph, Ic.Ph
f_a, f_b, f_c	Fa, Fb, Fc
P, Q	P, Q
U_f, U_{ff}, I_f, I_{ff}	Uf, Uff, If, Iff

Приложение В
(обязательное)

Форма протокола настройки УСВИ

Таблица В.1

Наименование	Примечание
1 Наименование присоединения	Указать диспетчерское наименование присоединения
2 Идентификатор присоединения	
3 Частота передачи данных, Гц	
4 Место установки УСВИ	
5 Информация о ТН	
5.1 Тип ТН	
5.2 Класс точности ТН	
5.3 Коэффициент трансформации ТН	
6 Информация о ТТ	
6.1 Тип ТТ	
6.2 Номинальный ток вторичной обмотки	
6.3 Класс точности измерительной обмотки ТТ	
6.4 Коэффициент трансформации ТТ	
7 Передача данных в КСВД в режиме реального времени	
8 Сетевые настройки	
8.1 IP-адрес	
8.2 Тип взаимодействия по протоколу [3] (TCP-only/TCP-UDP/UDP-only)	
8.3 Входящий порт управления	
8.4 Порт отправки данных (для режимов TCP-UDP/UDP-only)	
9 Информация о потоке данных УСВИ — КСВД	
9.1 Номер конфигурации потока	Соответствует IDCODE УСВИ согласно протоколу [3]
9.2 Имя конфигурации	Поле STN в настройках протокола [3]
9.3 Тип данных полей freq/dfreq	float
9.4 Тип данных векторных величин (integer | float)	
9.5 Тип данных скалярных величин (integer | float)	
9.6 Представление векторов (polar/rectangle)	
9.7 Состав данных СВИ в потоке данных	Указать идентификаторы данных СВИ, передаваемых в режиме реального времени, в соответствии с приложением Б

Окончание таблицы В.1

Наименование	Примечание
10 Источник синхронизации времени	
10.1 Тип источника синхронизации	
10.2 Протокол синхронизации	
10.3 Точность синхронизации	
11 Реализация (активация) функций	
11.1 Передача дискретных сигналов	+ / –
11.2 Многоадресная передача данных	+ / –
11.3 Поддержка протоколов	
12 Дополнительная информация	

Приложение Г
(обязательное)

Форма протокола настройки КСВД

Таблица Г.1

Наименование	Примечание
1 Информация о КСВД (наименование)	
1.1 Производитель КСВД	
1.2 Тип (модификация) КСВД	
1.3 Номер версии программного обеспечения КСВД	
1.4 Категория КСВД (локальный/региональный)	
1.5 Место установки КСВД	
2 Источники данных	
2.1 УСВИ	Должен быть указан перечень УСВИ, передающих данные в данный КСВД
2.2 КСВД	Должен быть указан перечень КСВД (наименований), передающих данные в данный КСВД
3 Получатели данных	
3.1 Получатели данных на объекте электроэнергетики (АСУ ТП, автоматизированные системы и т. п.)	Должны быть указаны системы-получатели данных
3.2 Получатели данных на других объектах электроэнергетики	Должны быть указаны системы-получатели данных СВИ (КСВД)
3.3 ДЦ	Должен быть указан ДЦ, в который организована передача данных
3.4 КСВД, установленный в ДЦ	Должно быть указано наименование КСВД, в который организована передача данных
4 Параметры потока (должна быть указана информация для каждого потока)	
4.1 Протокол передачи данных	
4.2 Имя конфигурации потока	Поле STN в настройках протокола [3]
4.3 IDCODE потока (номер конфигурации)	В соответствии с протоколом [3]
4.4 Частота передачи данных	
4.5 Состав СВИ в потоке	Должен быть приведен в таблице «Состав передаваемых в ДЦ данных»
4.6 Тип значений (float/integer)	
4.7 Координаты векторов (polar/rectangle)	
4.8 Расчетный объем исходящего трафика	
4.9 Режим работы КСВД для данного потока (агрегирование/пересылка)	
5 Параметры архива КСВД	
5.1 Длительность архива	Указывается в сутках

Окончание таблицы Г.1

Наименование	Примечание
5.2 Состав СВИ в архиве	Указываются идентификаторы данных СВИ в линейных архивах в соответствии с приложением Б
5.3 Дискретизация данных СВИ в архиве	
6 Резервирование КСВД	
6.1 Резервирование на уровне серверов КСВД	(+/–)
6.2 Резервирование каналов передачи данных	(+/–)
7 Параметры доступа к архивам по веб-сервису	
7.1 Внешние ip-адреса	
7.2 TCP-порт	
7.3 Каталог на сервере	
7.4 Безопасное соединение HTTPS (включено/выключено)	
7.5 Аутентификация (включено/выключено)	
8 Параметры сервера по протоколу [3]	
8.1 IP-адреса для внешнего доступа	
8.2 Тип взаимодействия по протоколу [3] (TCP-only/TCP-UDP/UDP-only)	
8.3 Входящий порт управления	
8.4 Порт отправки данных (для режимов TCP-UDP/UDP-only)	
9 Схема сети подключения КСВД к ДЦ (все ip-адреса, необходимость настройки NIC-teaming на серверах КСВД, оборудование на станции, оборудование каналов связи, оборудование ДЦ, наличие NAT-адресации)	Должна быть представлена в виде отдельного файла в формате .pdf
10 Дополнительная информация	

Библиография

[1] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937)

[2] Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики (утверждены приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 101)

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

УДК 621.311 ОКС 27.010

Ключевые слова: электроэнергетическая система, система мониторинга переходных режимов, устройства синхронизированных векторных измерений, концентраторы синхронизированных векторных данных, программно-технические комплексы системы мониторинга переходных режимов

Редактор *Г.Н. Симонова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 15.04.2021. Подписано в печать 20.04.2021. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,10.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

ОКС 27.010

Изменение № 1 ГОСТ Р 59364—2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования

Утверждено и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25.10.2023 № 1127-ст

Дата введения — 2023—12—01

Содержание дополнить приложением Д: «Приложение Д (обязательное) Требования к программному обеспечению системы мониторинга системных регуляторов».

Раздел 1. Пункт 1.2. Заменить слова: «проектных и научно-исследовательских организаций» на «проектные и научно-исследовательские организации».

Раздел 2 дополнить ссылками:

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

ГОСТ Р 59792 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем».

Раздел 3. Пункт 3.2 дополнить сокращениями:

«АРВ СГ — автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов;

ПО СМСР — программное обеспечение системы мониторинга системных регуляторов;

РДУ — региональное диспетчерское управление;

СМСР — система мониторинга системных регуляторов».

Раздел 7. Пункт 7.1. Заменить слова: «и передачи измеренных параметров в КСВД» на «параметров системы возбуждения синхронных генераторов и передачи измеренных параметров в КСВД. Требования к погрешностям измерений УСВИ приведены в ГОСТ Р 59365».

Пункт 7.2. Второе перечисление. Заменить слова: «по соответствующему протоколу» на «по протоколу [3]».

Раздел 8. Пункт 8.1. Первое перечисление изложить в новой редакции:

«- сбор данных СВИ от УСВИ, установленных на этих объектах электроэнергетики;».

Раздел 9. Пункт 9.5 дополнить абзацем:

«Требования к программному обеспечению системы мониторинга системных регуляторов приведены в приложении Д».

Пункт 9.7 изложить в новой редакции:

«9.7 Требования к измерению аналоговых сигналов при организации измерений в УСВИ, установленных на объектах электроэнергетики, приведены в таблице 1»;

Таблица 1. Наименование изложить в новой редакции:

«Требования к измерению аналоговых сигналов при организации измерений в УСВИ, установленных на объектах электроэнергетики»;

строки 3 и 4 изложить в новой редакции:

«

Ток ротора, ток возбуждения возбудителя	I_f, I_{ff}	От –75 до 75 мВ (с обеспечением измерения параметров до максимальных значений, соответствующих требуемой кратности форсировки)	Система возбуждения генератора (измерительные шунты и цепи напряжения постоянного тока). При этом на турбогенераторах, оснащенных бесщеточной системой возбуждения, измерение тока ротора I_f выполняется при наличии технической возможности
Напряжение ротора, напряжение возбуждения возбудителя	U_f, U_{ff}	От –1000 до 1000 В (с обеспечением измерения параметров до максимальных значений, соответствующих требуемой кратности форсировки)	

».

Раздел 12. Пункт 12.3. Первое перечисление изложить в новой редакции:

«- программа испытаний ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД), разработанная в соответствии с ГОСТ Р 59792;».

Приложение А. Таблица А.1. Графа «Перечень передаваемых параметров». Строку 4 изложить в новой редакции:

«1) P, Q, вектор U_1, f_{U1}, df_{U1}/dt;

2) при измерении параметров системы возбуждения:

I_f, U_f — для статической СВ;

I_{ff}, U_f, U_{ff} — для бесщеточной СВ».

Пункт А.2, наименование таблицы А.2. Заменить слово: «Требования» на «Минимальные требования».

Таблица А.2. Графа «Перечень передаваемых параметров». Строка 2. Перечисление 2 изложить в новой редакции:

«2) при измерении параметров системы возбуждения:

I_f, U_f — для статической СВ;

I_{ff}, U_f, U_{ff} — для бесщеточной СВ»;

строку 4 изложить в новой редакции:

«Дискретные сигналы о состоянии системы возбуждения (их состав определяется проектной документацией)».

Стандарт дополнить приложением Д:

«Приложение Д
(обязательное)

Требования к программному обеспечению системы мониторинга системных регуляторов

Д.1 ПО СМСР предназначено для оценки корректности функционирования АРВ СГ на основе данных СВИ в режиме реального времени.

Д.2 ПО СМСР должно функционировать в автономном программном комплексе, либо быть реализовано в виде функции КСВД (в качестве технологического программного обеспечения в составе КСВД).

Д.3 ПО СМСР должно быть установлено на объектах электроэнергетики:

Д.3.1 На электростанциях (нижний уровень СМСР) для:

- оценки в режиме реального времени корректности функционирования АРВ СГ электростанции;
- информирования персонала электростанции о некорректной работе АРВ СГ;
- передачи результатов мониторинга работы АРВ СГ в региональный КСВД ДЦ в режиме реального времени;
- передачи настроек алгоритмов СМСР в региональный КСВД ДЦ в режиме по запросу.

Д.3.2 В ДЦ (региональный и верхний уровни СМСР) для:

- сбора информации о функционировании АРВ СГ электростанций;
- анализа функционирования ПО СМСР электростанций;
- ведения базы данных настроек ПО СМСР и результатов функционирования АРВ СГ электростанции.

Д.4 При внедрении ПО СМСР должен быть реализован следующий обмен информацией:

Д.4.1 На уровне электростанции (ПТК СМПР электростанции) в режиме реального времени и по запросу:

- передача данных СВИ от локального КСВД в ПО СМСР электростанции по протоколу [3];
- передача информации СМСР от ПО СМСР электростанции в локальный КСВД;
- передача информации СМСР от локального КСВД в региональный КСВД ДЦ.

Д.4.2 На уровне ДЦ ОДУ и РДУ (региональный КСВД) в режиме реального времени и по запросу:

- прием информации СМСР от локальных КСВД;
- передача информации СМСР от регионального КСВД в главный КСВД.

Д.4.3 На уровне ГДЦ (главный КСВД):

- прием информации СМСР от региональных КСВД;
- передача информации СМСР в ПО СМСР верхнего уровня.

Д.4.4 Состав информации СМСР (расчетные параметры, сигналы корректной/некорректной работы АРВ СГ, настройки алгоритмов СМСР) и режим ее передачи от КСВД электростанции к КСВД ДЦ определяется проектной документацией в зависимости от версии алгоритмов СМСР.

Д.5 Требования к функциям ПО СМСР на уровне электростанции

Д.5.1 Прием данных СВИ от локального КСВД.

Д.5.2 Мониторинг функционирования АРВ СГ в режимах on-line и off-line:

Д.5.2.1 Оценка корректности функционирования АРВ СГ в части контроля:

- демпфирования электромеханических переходных процессов;
- работы функции релейной форсировки возбуждения (контроль ввода форсировки и преждевременного снятия);
- блокировки каналов стабилизации или контроля системного стабилизатора при изменении частоты;
- работы в режиме ограничения минимального возбуждения;

- работы ограничителя до двукратного значения тока ротора (для тиристорных систем возбуждения; для бесщеточных систем возбуждения, АРВ СГ сильного действия которых имеют соответствующий ограничитель);

- работы ограничителя максимального напряжения ротора и/или ограничителя максимального тока возбуждения возбудителя (для бесщеточной системы возбуждения).

Д.5.2.2 Формирование (не реже, чем 1 раз в секунду) по заданным критериям сигналов корректной/некорректной работы АРВ СГ.

Д.5.2.3 Передача сигналов корректной/некорректной работы АРВ СГ и другой информации СМСР в локальный КСВД.

Д.5.3 Формирование линейных и аварийных архивов.

Формирование линейных и аварийных архивов ПО СМСР должно быть реализовано в соответствии с таблицей Д.1.

Таблица Д.1 — Требования к составу линейных и аварийных архивов, ПО СМСР на электростанциях

Присоединение	Перечень передаваемых параметров
Присоединения генераторов объекта электроэнергетики	Исходные параметры: 1) P, Q, U_1, δ_{U1}, U_a, δ_{Ua}, U_b, δ_{Ub}, U_c, δ_{Uc}, I_1, δ_{I1}, I_a, δ_{Ia}, I_b, δ_{Ib}, I_c, δ_{Ic}, f_a, f_b, f_c; U2, U0, Uab, Ubc, Uca, Pa, Pb, Pc, Qa, Qb, Qc; 2) при измерении параметров системы возбуждения: I_f, U_f — для статической СВ; I_{ff}, U_f, U_{ff} — для бесщеточной СВ.
	Расчетные параметры, формируемые алгоритмом СМСР для обеспечения анализа корректности работы АРВ СГ (состав параметров определяется версией алгоритма СМСР)
	Сигналы корректной/некорректной работы АРВ СГ (состав сигналов определяется версией алгоритма СМСР)
	Дискретные сигналы о состоянии системы возбуждения (их состав определяется проектной документацией)

Д.6 Правила взаимодействия ДЦ и собственников объекта электроэнергетики при эксплуатации СМСР

Д.6.1 При реализации функции СМСР в локальных КСВД за организацию настройки алгоритмов и корректность их работы отвечает субъект электроэнергетики — собственник объекта электроэнергетики.

Д.6.2 Контроль работы СМСР соответственно на объекте электроэнергетики осуществляет персонал станции.

Д.6.3 Контроль за корректностью выбора настроек алгоритмов СМСР на электростанциях осуществляет ДЦ РДУ и ОДУ (на основе мониторинга функционирования СМСР и анализа выявления алгоритмом СМСР некорректной работы АРВ СГ)».

Библиографические данные. УДК дополнить цифрами: «:006.354».

(ИУС № 2 2024 г.)

ОКС 27.010

Изменение № 1 ГОСТ Р 59364—2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования

Утверждено и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25.10.2023 № 1127-ст

Дата введения — 2023—12—01

Содержание дополнить приложением Д: «Приложение Д (обязательное) Требования к программному обеспечению системы мониторинга системных регуляторов».

Раздел 1. Пункт 1.2. Заменить слова: «проектных и научно-исследовательских организаций» на «проектные и научно-исследовательские организации».

Раздел 2 дополнить ссылками:

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

ГОСТ Р 59792 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем».

Раздел 3. Пункт 3.2 дополнить сокращениями:

«АРВ СГ — автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов;

ПО СМСР — программное обеспечение системы мониторинга системных регуляторов;

РДУ — региональное диспетчерское управление;

СМСР — система мониторинга системных регуляторов».

Раздел 7. Пункт 7.1. Заменить слова: «и передачи измеренных параметров в КСВД» на «параметров системы возбуждения синхронных генераторов и передачи измеренных параметров в КСВД. Требования к погрешностям измерений УСВИ приведены в ГОСТ Р 59365».

Пункт 7.2. Второе перечисление. Заменить слова: «по соответствующему протоколу» на «по протоколу [3]».

Раздел 8. Пункт 8.1. Первое перечисление изложить в новой редакции:

«- сбор данных СВИ от УСВИ, установленных на этих объектах электроэнергетики;».

Раздел 9. Пункт 9.5 дополнить абзацем:

«Требования к программному обеспечению системы мониторинга системных регуляторов приведены в приложении Д».

Пункт 9.7 изложить в новой редакции:

«9.7 Требования к измерению аналоговых сигналов при организации измерений в УСВИ, установленных на объектах электроэнергетики, приведены в таблице 1»;

Таблица 1. Наименование изложить в новой редакции:

«Требования к измерению аналоговых сигналов при организации измерений в УСВИ, установленных на объектах электроэнергетики»;

строки 3 и 4 изложить в новой редакции:

«

Ток ротора, ток возбуждения возбудителя	I_f, I_{ff}	От –75 до 75 мВ (с обеспечением измерения параметров до максимальных значений, соответствующих требуемой кратности форсировки)	Система возбуждения генератора (измерительные шунты и цепи напряжения постоянного тока). При этом на турбогенераторах, оснащенных бесщеточной системой возбуждения, измерение тока ротора I_f выполняется при наличии технической возможности
Напряжение ротора, напряжение возбуждения возбудителя	U_f, U_{ff}	От –1000 до 1000 В (с обеспечением измерения параметров до максимальных значений, соответствующих требуемой кратности форсировки)	

».

Раздел 12. Пункт 12.3. Первое перечисление изложить в новой редакции:

«- программа испытаний ПТК СМПР (автономных УСВИ, региональных КСВД), разработанная в соответствии с ГОСТ Р 59792;».

Приложение А. Таблица А.1. Графа «Перечень передаваемых параметров». Строку 4 изложить в новой редакции:

«1) P, Q, вектор U_1, f_{U1}, df_{U1}/dt;

2) при измерении параметров системы возбуждения:

I_f, U_f — для статической СВ;

I_{ff}, U_f, U_{ff} — для бесщеточной СВ».

Пункт А.2, наименование таблицы А.2. Заменить слово: «Требования» на «Минимальные требования».

Таблица А.2. Графа «Перечень передаваемых параметров». Строка 2. Перечисление 2 изложить в новой редакции:

«2) при измерении параметров системы возбуждения:

I_f, U_f — для статической СВ;

I_{ff}, U_f, U_{ff} — для бесщеточной СВ»;

строку 4 изложить в новой редакции:

«Дискретные сигналы о состоянии системы возбуждения (их состав определяется проектной документацией)».

Стандарт дополнить приложением Д:

«Приложение Д
(обязательное)

Требования к программному обеспечению системы мониторинга системных регуляторов

Д.1 ПО СМСР предназначено для оценки корректности функционирования АРВ СГ на основе данных СВИ в режиме реального времени.

Д.2 ПО СМСР должно функционировать в автономном программном комплексе, либо быть реализовано в виде функции КСВД (в качестве технологического программного обеспечения в составе КСВД).

Д.3 ПО СМСР должно быть установлено на объектах электроэнергетики:

Д.3.1 На электростанциях (нижний уровень СМСР) для:

- оценки в режиме реального времени корректности функционирования АРВ СГ электростанции;
- информирования персонала электростанции о некорректной работе АРВ СГ;
- передачи результатов мониторинга работы АРВ СГ в региональный КСВД ДЦ в режиме реального времени;
- передачи настроек алгоритмов СМСР в региональный КСВД ДЦ в режиме по запросу.

Д.3.2 В ДЦ (региональный и верхний уровни СМСР) для:

- сбора информации о функционировании АРВ СГ электростанций;
- анализа функционирования ПО СМСР электростанций;
- ведения базы данных настроек ПО СМСР и результатов функционирования АРВ СГ электростанции.

Д.4 При внедрении ПО СМСР должен быть реализован следующий обмен информацией:

Д.4.1 На уровне электростанции (ПТК СМПР электростанции) в режиме реального времени и по запросу:

- передача данных СВИ от локального КСВД в ПО СМСР электростанции по протоколу [3];
- передача информации СМСР от ПО СМСР электростанции в локальный КСВД;
- передача информации СМСР от локального КСВД в региональный КСВД ДЦ.

Д.4.2 На уровне ДЦ ОДУ и РДУ (региональный КСВД) в режиме реального времени и по запросу:

- прием информации СМСР от локальных КСВД;
- передача информации СМСР от регионального КСВД в главный КСВД.

Д.4.3 На уровне ГДЦ (главный КСВД):

- прием информации СМСР от региональных КСВД;
- передача информации СМСР в ПО СМСР верхнего уровня.

Д.4.4 Состав информации СМСР (расчетные параметры, сигналы корректной/некорректной работы АРВ СГ, настройки алгоритмов СМСР) и режим ее передачи от КСВД электростанции к КСВД ДЦ определяется проектной документацией в зависимости от версии алгоритмов СМСР.

Д.5 Требования к функциям ПО СМСР на уровне электростанции

Д.5.1 Прием данных СВИ от локального КСВД.

Д.5.2 Мониторинг функционирования АРВ СГ в режимах on-line и off-line:

Д.5.2.1 Оценка корректности функционирования АРВ СГ в части контроля:

- демпфирования электромеханических переходных процессов;
- работы функции релейной форсировки возбуждения (контроль ввода форсировки и преждевременного снятия);
- блокировки каналов стабилизации или контроля системного стабилизатора при изменении частоты;
- работы в режиме ограничения минимального возбуждения;

- работы ограничителя до двукратного значения тока ротора (для тиристорных систем возбуждения; для бесщеточных систем возбуждения, АРВ СГ сильного действия которых имеют соответствующий ограничитель);

- работы ограничителя максимального напряжения ротора и/или ограничителя максимального тока возбуждения возбудителя (для бесщеточной системы возбуждения).

Д.5.2.2 Формирование (не реже, чем 1 раз в секунду) по заданным критериям сигналов корректной/некорректной работы АРВ СГ.

Д.5.2.3 Передача сигналов корректной/некорректной работы АРВ СГ и другой информации СМСР в локальный КСВД.

Д.5.3 Формирование линейных и аварийных архивов.

Формирование линейных и аварийных архивов ПО СМСР должно быть реализовано в соответствии с таблицей Д.1.

Т а б л и ц а Д.1 — Требования к составу линейных и аварийных архивов, ПО СМСР на электростанциях

Присоединение	Перечень передаваемых параметров
Присоединения генераторов объекта электроэнергетики	Исходные параметры: 1) P, Q, U_1, δ_{U1}, U_a, δ_{Ua}, U_b, δ_{Ub}, U_c, δ_{Uc}, I_1, δ_{I1}, I_a, δ_{Ia}, I_b, δ_{Ib}, I_c, δ_{Ic}, f_a, f_b, f_c; U2, U0, Uab, Ubc, Uca, Pa, Pb, Pc, Qa, Qb, Qc; 2) при измерении параметров системы возбуждения: I_f, U_f — для статической СВ; I_{ff}, U_f, U_{ff} — для бесщеточной СВ.
	Расчетные параметры, формируемые алгоритмом СМСР для обеспечения анализа корректности работы АРВ СГ (состав параметров определяется версией алгоритма СМСР)
	Сигналы корректной/некорректной работы АРВ СГ (состав сигналов определяется версией алгоритма СМСР)
	Дискретные сигналы о состоянии системы возбуждения (их состав определяется проектной документацией)

Д.6 Правила взаимодействия ДЦ и собственников объекта электроэнергетики при эксплуатации СМСР

Д.6.1 При реализации функции СМСР в локальных КСВД за организацию настройки алгоритмов и корректность их работы отвечает субъект электроэнергетики — собственник объекта электроэнергетики.

Д.6.2 Контроль работы СМСР соответственно на объекте электроэнергетики осуществляет персонал станции.

Д.6.3 Контроль за корректностью выбора настроек алгоритмов СМСР на электростанциях осуществляет ДЦ РДУ и ОДУ (на основе мониторинга функционирования СМСР и анализа выявления алгоритмом СМСР некорректной работы АРВ СГ)».

Библиографические данные. УДК дополнить цифрами: «:006.354».

(ИУС № 2 2024 г.)

gost.e-ecolog.ru