

Приложение 1
к приказу АО «СО ЕЭС»
от _____ № _____



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

СТО 59012820.29.020.001-2019
регистрационный номер (обозначение)

дата введения

**СТАНДАРТ
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.
СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ.
НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

Издание официальное

**Москва
2019**

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о Стандарте

1. РАЗРАБОТАН: акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
2. ВНЕСЕН: акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от __.__.20__ № __.
4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

Стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Область применения	5
2. Нормативные ссылки	6
3. Термины и определения	6
4. Обозначения и сокращения	7
5. Общие положения	8
6. Требования к оснащению объектов электроэнергетики УСВИ, КСВД и ПТК СМПР	9
7. Требования к оснащению ДЦ КСВД.	11
8. Требования к функциональности КСВД.	11
9. Требования к ПТК СМПР	12
10. Требования к информационному взаимодействию в СМПР ЕЭС России	14
11. Требования к длительности хранения линейных архивов в автономных УСВИ и КСВД	15
12. Особенности ввода в эксплуатацию устройств СМПР и ПТК СМПР	15
Приложение А (обязательное). Требования к составу данных СВИ, передаваемых в региональные КСВД ДЦ	17
Приложение Б (обязательное). Принципы задания идентификаторов в СМПР ЕЭС России	19
Приложение В (обязательное). Форма протокола настройки УСВИ	21
Приложение Г (обязательное). Форма протокола настройки КСВД	23

Введение

Стандарт разработан в целях развития технологии синхронизированных векторных измерений в Единой энергетической системе России (далее – ЕЭС России).

Стандарт наряду со стандартами АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» и СТО 59012820.29.020.003-2018 «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» входит в систему стандартов АО «СО ЕЭС», регламентирующих вопросы построения и функционирования системы мониторинга переходных режимов ЕЭС России.

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает:

- требования к структуре системы мониторинга переходных режимов (далее – СМПР) ЕЭС России;
- требования к установке устройств синхронизированных векторных измерений, концентраторов синхронизированных векторных данных и программно-технических комплексов СМПР на объектах электроэнергетики и в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС»;
- требования к функциональности концентраторов синхронизированных векторных данных и устройств синхронизированных векторных измерений в составе СМПР;
- требования к программно-техническим комплексам СМПР, устанавливаемым на объектах электроэнергетики;
- требования к информационному взаимодействию в СМПР ЕЭС России;
- требования к длительности хранения линейных архивов данных синхронизированных векторных измерений на разных уровнях СМПР ЕЭС России;
- особенности ввода в эксплуатацию устройств СМПР и программно-технических комплексов СМПР.

1.2. Стандарт предназначен для АО «СО ЕЭС», собственников и иных законных владельцев объектов электроэнергетики, организаций, осуществляющих деятельность по разработке, созданию, внедрению, наладке, эксплуатации устройств и комплексов системы мониторинга переходных режимов, а также проектных и научно-исследовательских организаций.

1.3. Требования Стандарта должны учитываться при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении объектов электроэнергетики, технологическом присоединении объектов электроэнергетики к электрическим сетям, создании (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики, техническом оснащении диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», разработке и реализации технических мероприятий, обеспечивающих решение задач, указанных в пункте 5.1¹.

1.4. Требования Стандарта не распространяются на программно-технические комплексы СМПР, если такие комплексы:

- установлены на объектах электроэнергетики до вступления в силу Стандарта;
- подлежат установке на объектах электроэнергетики в соответствии с

¹ Здесь и далее все ссылки относятся к разделам, пунктам Стандарта, приложениям к Стандарту, если не установлено иное.

проектной (рабочей) документацией на создание (модернизацию) комплексов или устройств релейной защиты и автоматики, согласованной АО «СО ЕЭС» до вступления в силу Стандарта.

2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ Р 55537-2013 «Глобальная навигационная спутниковая система. Системы навигационно-информационные. Классификация» (далее – ГОСТ Р 55537-2013);

- стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» (далее – СТО 59012820.29.020.011-2016);

- стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2018 «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования» (далее – СТО 59012820.29.020.003-2018);

- стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» (далее – СТО 59012820.29.020.002-2012);

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 «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» (далее – ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004).

Примечание.

При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов. Если стандарт, на который дана ссылка, заменен, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если после утверждения Стандарта в ссылочный стандарт внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять с учетом 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 и определения

В Стандарте применены термины по ГОСТ Р 55537-2013, СТО 59012820.29.020.011-2016, СТО 59012820.29.020.003-2018, а также следующие термины с соответствующими определениями:

- **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;

- **автономное устройство синхронизированных векторных измерений** – устройство синхронизированных векторных измерений, в котором дополнительно реализованы функции хранения и передачи по запросу архивных данных синхронизированных векторных измерений;

- **данные синхронизированных векторных измерений** – совокупность векторных и скалярных электрических параметров с метками времени, измеренных устройствами синхронизированных векторных измерений;

- **концентратор синхронизированных векторных данных** – программно-техническое устройство, выполняющее прием, обработку, хранение и передачу данных синхронизированных векторных измерений;

- **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;

- **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;

- **система мониторинга переходных режимов ЕЭС России** – информационно-измерительная система, предназначенная для получения с нормированным качеством данных синхронизированных векторных измерений в электромеханических переходных и установившихся режимах работы энергосистемы в реальном времени и по запросу для применения в технологиях оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического, автоматического режимного и противоаварийного управления;

- **система обеспечения единого времени** – функционально-объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени.

4. Обозначения и сокращения

АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами;
АЭС	– атомная электростанция;
блок Г-Т	– блок генератор-трансформатор;
ГАЭС	– гидроаккумулирующая электростанция;

ГЭС	– гидроэлектростанция;
ДЦ	– диспетчерский центр АО «СО ЕЭС» (включая ЦДУ, ОДУ и РДУ);
КСВД	– концентратор синхронизированных векторных данных;
ЛЭП	– линия электропередачи;
ОДУ	– филиал АО «СО ЕЭС» объединенное диспетчерское управление;
ПТК СМПР	– программно-технический комплекс системы мониторинга переходных режимов;
РДУ	– филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление;
РУ	– распределительное устройство;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
СВИ	– синхронизированные векторные измерения;
ТТ	– трансформатор тока;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТЭС	– тепловая электрическая станция;
УСВИ	– устройство синхронизированных векторных измерений;
ЦДУ	– Центральное диспетчерское управление – главный диспетчерский центр АО «СО ЕЭС».

5. Общие положения

5.1. СМПР ЕЭС России применяется для решения следующих задач:

- мониторинг электроэнергетических режимов работы сети и визуализация электромеханических переходных процессов в ЕЭС России;
- оценивание состояния электроэнергетического режима 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.

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

5.3. На объектовом уровне устанавливаются 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.

5.4. На региональном уровне: в ОДУ и РДУ, а также в системах сбора информации собственников и иных законных владельцев объектов электроэнергетики – устанавливаются 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.

5.5. На главном уровне: в ЦДУ – устанавливается главный КСВД, обеспечивающий сбор данных СВИ от региональных КСВД, их обработку и хранение.

5.6. Требования к оснащению объектов электроэнергетики и ДЦ УСВИ, ПТК СМПР, локальными, региональными и главным КСВД приведены в разделах 6, 7.

5.7. Организация эксплуатации УСВИ должна осуществляться в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.020.002-2012.

6. Требования к оснащению объектов электроэнергетики УСВИ, КСВД и ПТК СМПР

6.1. Требования к оснащению объектов электроэнергетики автономными УСВИ и ПТК СМПР

6.1.1. ПТК СМПР должны устанавливаться на следующих объектах электроэнергетики:

6.1.1.1. Электростанции установленной мощностью 500 МВт и более, а также электростанции и подстанции, имеющие РУ высшего класса напряжения 330 кВ и выше, при этом УСВИ должны быть установлены на следующих присоединениях:

- ЛЭП 330 кВ и выше;

- ЛЭП, входящие в контролируемые сечения ЕЭС России напряжением 220 кВ и выше;
- ЛЭП 220 кВ и выше, обеспечивающие межгосударственные перетоки электрической энергии;
- автотрансформаторы, входящие в контролируемое сечение (со стороны высшего класса напряжения);
- турбогенераторы АЭС и ТЭС мощностью 200 МВт и более;
- гидрогенераторы ГЭС и ГАЭС мощностью 100 МВт и более;
- генераторы единичной мощностью 60 МВт и более, входящие в состав парогазовых установок.

6.1.1.2. Объекты электроэнергетики, имеющие РУ высшего класса напряжения 220 кВ, при этом УСВИ должны быть установлены на следующих присоединениях:

- ЛЭП, входящие в контролируемые сечения ЕЭС России напряжением 220 кВ;
- ЛЭП 220 кВ, обеспечивающие межгосударственные перетоки электрической энергии.

6.1.2. Необходимость установки ПТК СМПР на других объектах электроэнергетики, не указанных в пункте 6.1.1, может быть предусмотрена проектной документацией на строительство, реконструкцию, модернизацию объекта электроэнергетики в целях обеспечения соблюдения установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России.

6.1.3. Если на объекте электроэнергетики в соответствии с критериями, приведенными в пункте 6.1.1, требуется установка УСВИ не более чем на двух присоединениях, по решению собственников или иных законных владельцев объектов электроэнергетики допускается вместо ПТК СМПР устанавливать автономные УСВИ.

6.2. В случае, если это необходимо для выполнения задач мониторинга режимов работы и состояния генерирующего и сетевого оборудования, мониторинга и анализа параметров электроэнергетического режима, допускается устанавливать УСВИ и КСВД на объектах электроэнергетики в иных случаях, не указанных в пункте 6.1.

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

7. Требования к оснащению диспетчерских центров УСВИ и КСВД

7.1. Необходимость установки региональных КСВД в РДУ определяется АО «СО ЕЭС».

7.2. В каждом ОДУ должен быть установлен региональный КСВД.

7.3. В ЦДУ должен быть установлен главный КСВД.

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

8. Требования к функциональности УСВИ и КСВД

8.1. Устанавливаемые УСВИ должны соответствовать требованиям СТО 59012820.29.020.011-2016 и выполнять функции, указанные в разделе 5.2 СТО 59012820.29.020.011-2016.

Решение о классе устанавливаемых УСВИ должно определяться проектной документацией.

8.2. Устанавливаемые КСВД должны соответствовать требованиям СТО 59012820.29.020.003-2018.

8.3. Региональные КСВД, устанавливаемые в системах сбора информации собственников и иных законных владельцев объектов электроэнергетики, должны выполнять 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.

8.4. Региональные КСВД, устанавливаемые в РДУ, должны выполнять следующие функции:

- сбор данных СВИ от автономных УСВИ и локальных КСВД;
- обмен данными СВИ с региональными КСВД, установленными в ДЦ и в системах сбора информации собственников и иных законных владельцев объектов электроэнергетики;
- 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 РДУ.

8.5. Региональные КСВД, устанавливаемые в ОДУ, должны выполнять следующие функции:

- сбор данных СВИ от автономных УСВИ и локальных КСВД;

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

- обработка, мониторинг качества и хранения поступающих данных СВИ;

- передача данных СВИ в:

- § главный КСВД;

- § системы и информационные комплексы, функционирующие с применением данных СВИ и развернутые на уровне ОДУ.

8.6. Главный КСВД должен выполнять 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 должна быть реализована самодиагностика с выдачей предупредительной сигнализации дежурному персоналу объекта электроэнергетики.

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 должна быть реализована функция мониторинга работы системных регуляторов.

9.6. Требования к подключению УСВИ к ТТ, ТН.

9.6.1. УСВИ должны подключаться к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов напряжения 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 подключаться к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов тока 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 трансформаторов тока для подключения УСВИ класса Р должен определяться проектной документацией.

9.7. Подключение УСВИ к вторичным цепям тока должно осуществляться с учетом полярности вторичных обмоток трансформаторов тока. 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.

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

Таблица 1

№ п/п	Наименование аналогового сигнала	Обозначение	Параметры сигнала, диапазон изменения параметра	Источник сигнала
1	Фазные напряжения	U_{A0} U_{B0} U_{C0}	$U_{ном} = 100/\sqrt{3}$ (100) В, диапазон изменения $U_{ТН} = 0,02 \dots 1,2 \cdot (U_{ном})$ с перегрузкой до $2U_{ном}$ 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)
2	Фазные токи	I_{A0} I_{B0} I_{C0}	$I_{ном} = 1$ (5) А, диапазон изменения $I_{ТТ}$, $I_{ТТ} = 0,01 \dots 2 \cdot (I_{ном})$ (для УСВИ класса М), $I_{ТТ} = 0,01 \dots 40 \cdot (I_{ном})$ в течение 1 с (для УСВИ класса Р)	ТТ присоединения; при отсутствии ТТ присоединения – к ТТ, установленным в цепях выключателей, по схеме суммирования токов; ТТ на линейных выводах генераторов
3	Ток ротора	I_f, I_{ff}	–75..75 мВ с перегрузкой 100 %	Система возбуждения генератора (измерительные шунты и цепи напряжения постоянного тока)
4	Напряжение ротора	U_f, U_{ff}	–1000 .. 1000 В с перегрузкой 20 %	

10. Требования к информационному взаимодействию в СМПР ЕЭС России

10.1. Информационное взаимодействие между уровнями СМПР должно организовываться между устройствами и ПТК СМПР разных уровней иерархии в режиме реального времени и по запросу.

10.2. Минимальные требования к составу данных СВИ, передаваемых от ПТК СМПР в ДЦ в режиме реального времени и по запросу, приведены в приложении А.

10.3. Передача данных СВИ между различными устройствами и уровнями СМПР должна быть реализована следующим образом:

10.3.1. В режиме реального времени:

- от устройств СМПР в устройства и комплексы мониторинга и автоматического противоаварийного управления – в соответствии с [1] или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004;

- от ПТК СМПР в АСУ ТП объекта электроэнергетики и в системы мониторинга и управления режимом работы оборудования – в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004;

- в остальных случаях – в соответствии с требованиями [1].

10.3.2. В режиме по запросу – в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.020.003-2018.

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. Пропускная способность каналов передачи данных для передачи данных СВИ по запросу должна выбираться 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.

10.6. 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

№ п/п	Устройство СМНР	Место установки	Требования к длительности хранения линейного архива данных, сутки	Требования к длительности хранения аварийного архива данных
1	Автономный УСВИ	Подстанции и электростанции	14	
2	Локальный КСВД	1. Подстанции	60	
		2. Электростанции	180	
3	Региональный КСВД	1. ДЦ	30	Бессрочно
		2. Остальные субъекты электроэнергетики	В соответствии с требованиями систем сбора информации субъекта электроэнергетики	
4	Главный КСВД	ЦДУ	30	Бессрочно

12. Особенности ввода в эксплуатацию устройств СМНР и ПТК СМНР

12.1. Собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики не ранее чем за 60 рабочих дней до начала приемочных испытаний ПТК СМНР (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 трех рабочих дней со дня получения запроса о выдаче идентификаторов присоединений обязан 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 30 рабочих дней до начала приемочных испытаний ПТК СМНР (автономных УСВИ, региональных КСВД), одной из функций которого является передача информации в ДЦ, должны быть разработаны и направлены в соответствующий ДЦ:

- программа испытаний ПТК СМНР (автономных УСВИ, региональных КСВД);

– протоколы настройки УСВИ и КСВД, составленные по форме в соответствии с приложениями В и Г.

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

12.4.1. Для ПТК СМПП и автономных УСВИ:

- проверка точности синхронизации времени;
- проверка корректности и полноты записи линейных архивов;
- проверка корректности измерения абсолютных углов;
- проверка соответствия передаваемых данных СВИ и дискретных сигналов в ДЦ проектным решениям;

- проверка достоверности данных СВИ, передаваемых в ДЦ.

12.4.2. Для региональных КСВД:

- проверка корректности и полноты записи линейных архивов;
- проверка соответствия передаваемых данных СВИ и дискретных сигналов в ДЦ проектным решениям;

- проверка достоверности данных СВИ, передаваемых в ДЦ.

12.5. Программа испытаний ПТК СМПП (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.

ДЦ обязан 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.

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

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

12.7. После согласования (в случаях, указанных в пункте 12.6) и подписания протокола испытаний собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики в течение 10 рабочих дней должен оформить организационно-распорядительный документ о вводе ПТК СМПП (автономных УСВИ, региональных КСВД) в опытную (промышленную) эксплуатацию.

Приложение А (обязательное)

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

1. Минимальные требования к составу данных СВИ, передаваемых в региональные КСВД, установленные в ДЦ, в режиме реального времени, приведены в таблице А1.

Таблица А.1

№ п/п	Присоединение	Перечень передаваемых параметров
1	При количестве установленных на объекте электроэнергетике УСВИ – не более 4	Векторы $U_A, U_B, U_C, I_A, I_B, I_C$; $P, Q, f_{U1}, df_{U1}/dt$
2	При количестве установленных на объекте электроэнергетике УСВИ – более 4:	
2.1	Отходящие ЛЭП высшего класса напряжения объекта электроэнергетики	Вектор U_1 , вектор I_1 ; $P, Q, f_{U1}, df_{U1}/dt$
2.2	Отходящие ЛЭП среднего класса напряжения объекта электроэнергетики и остальные присоединения	$P, Q, f_{U1}, df_{U1}/dt$
2.3	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

2. Требования к составу данных СВИ, записываемых в линейные архивы автономных УСВИ и локальных КСВД и передаваемых в региональные КСВД, установленные в ДЦ, в режиме по запросу, приведены в таблице А2.

Таблица А.2

№ п/п	Присоединение	Перечень передаваемых параметров
1	Присоединения ЛЭП, автотрансформаторов объекта электроэнергетики	$P, Q, U_1, \delta_{U1}, U_a, \delta_{Ua}, U_b, \delta_{Ub}, U_c, \delta_{Uc}, I_1, \delta_{I1}, I_a, \delta_{Ia}, I_b, \delta_{Ib}, I_c, \delta_{Ic}, f_a, f_b, f_c$
2	Присоединения генераторов объекта электроэнергетики	1) $P, Q, U_1, \delta_{U1}, U_a, \delta_{Ua}, U_b, \delta_{Ub}, U_c, \delta_{Uc}, I_1, \delta_{I1}, I_a, \delta_{Ia}, I_b, \delta_{Ib}, I_c, \delta_{Ic}, f_a, f_b, f_c$;

№ п/п	Присоединение	Перечень передаваемых параметров
		<p>2) I_f, I_{ff}, U_f, U_{ff} (при измерении параметров системы возбуждения);</p> <p>архивные данные системы мониторинга системных регуляторов</p> <p>Дискретные сигналы о состоянии системы возбуждения (их состав определяется индивидуально для каждого КСВД с универсальным программным обеспечением системы мониторинга системных регуляторов).</p>

Приложение Б (обязательное)

Принципы задания идентификаторов в СМПР ЕЭС России

1. В СМПР ЕЭС России назначаются:
 - А. Идентификаторы присоединений, на которых установлены УСВИ (автономных УСВИ).
 - В. Идентификаторы данных СВИ, передаваемых в режиме реального времени.
 - С. Идентификаторы данных СВИ в линейных архивах.
2. Идентификаторы присоединений в региональных КСВД ДЦ должны быть уникальными и назначаются АО «СО ЕЭС». Идентификатор присоединения представляет собой целое число в формате ХХУУZZТТ, где:
 - а) ХХ является порядковым номером ОДУ:
 - 00 – ОДУ Востока;
 - 01 – ОДУ Северо-Запада;
 - 02 – ОДУ Центра;
 - 03 – ОДУ Юга;
 - 04 – ОДУ Средней Волги;
 - 05 – ОДУ Урала;
 - 06 – ОДУ Сибири;
 - б) УУ является порядковым номером ПТК СМПР (автономного УСВИ) объекта электроэнергетики в операционной зоне соответствующего ОДУ.
 - в) ZZ является порядковым номером УСВИ (потока данных СВИ), соответствующего объекта электроэнергетики;
 - г) ТТ является дополнительным числовым параметром, равным смещению местного времени, выраженном в часах, в месте расположения ДЦ ОДУ относительно всемирного скоординированного времени.
3. Идентификаторы данных СВИ, передаваемых в режиме реального времени, должны задаваться в соответствии с таблицей Б.1.

Таблица Б.1

№ п/п	Измеряемый параметр	Идентификатор <Параметр>
1	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
2	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 ,	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,

№ п/п	Измеряемый параметр	Идентификатор <Параметр>
	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	$U1.Ph, U2.Ph, U0.Ph,$ $Ua.Ph, Ub.Ph, Uc.Ph,$ $I1.Ph, I2.Ph, I0.Ph,$ $Iф.Ph, Ии.Ph, Ic.Ph$
3	Сигнал корректной работы системы возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения	R_ARV
Специальные поля частоты в [1]		
4	$f, df/dt$	Freq, DFreq

4. Идентификаторы данных СВИ в линейных архивах должны задаваться в следующем виде: <Идентификатор присоединения>:<Измеряемый параметр>.

Идентификатор измеряемых параметров в линейных архивах должен выбираться в соответствии с таблицей Б.2.

Таблица Б.2

№ п/п	Измеряемый параметр	Идентификатор <Параметр>
1	U_1, U_a, U_b, U_c	$U1.Am, Ua.Am, Ub.Am, Uc.Am$
2	$\delta_{U1}, \delta_{Ua}, \delta_{Ub}, \delta_{Uc}$	$U1.Ph, Ua.Ph, Ub.Ph, Uc.Ph$
3	I_1, I_a, I_b, I_c	$I1.Am, Ia.Am, Ib.Am, Ic.Am$
4	$\delta_{I1}, \delta_{Ia}, \delta_{Ib}, \delta_{Ic}$	$I1.Ph, Ia.Ph, Ib.Ph, Ic.Ph$
5	f_a, f_b, f_c	Fa, Fb, Fc
6	P, Q	P, Q
7	U_f, U_{ff}, I_f, I_{ff}	Uf, Uff, If, Iff

**Приложение В
(обязательное)**

ФОРМА

Протокол настройки УСВИ

№ п/п	Наименование	Примечание
1	Наименование присоединения	<i>Указать диспетчерское наименование присоединения</i>
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 [1] (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 [1]
9.2	Имя конфигурации	Поле STN в настройках протокола [1]
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	<i>Указываются идентификаторы данных СВИ, передаваемых в режиме реального</i>

№ п/п	Наименование	Примечание
		<i>времени, в соответствии с приложением Б</i>
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

Протокол настройки КСВД

№ п/п	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	<i>Должен быть указан перечень УСВИ, передающих данные в данный КСВД</i>
2.2	КСВД	<i>Должен быть указан перечень КСВД (наименований), передающих данные в данный КСВД</i>
3	Получатели данных	
3.1	Получатели данных на объекте электроэнергетики (АСУ ТП, автоматизированные системы и т.п.)	<i>Должны быть указаны системы-получатели данных</i>
3.2	Получатели данных на других объектах электроэнергетики	<i>Должны быть указаны системы-получателей данных СВИ (КСВД)</i>
3.3	ДЦ	<i>Должен быть указан ДЦ, в который организована передача данных</i>
3.4	КСВД, установленный в ДЦ	<i>Должно быть указано наименование КСВД, в который организована передача данных</i>
4	Параметры потока (должна быть указана информация для каждого потока)	
4.1	Протокол передачи данных	
4.2	Имя конфигурации потока	<i>Поле STN в настройках протокола [1]</i>
4.3	IDCODE потока (номер конфигурации)	<i>В соответствии с [1]</i>
4.4	Частота передачи данных	
4.5	Состав СВИ в потоке	<i>Должен быть приведен в таблице «Состав передаваемых в ДЦ данных»</i>
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)	

№ п/п	Наименование	Примечание
5	Параметры архива КСВД	
5.1	Длительность архива	<i>Указывается в сутках</i>
5.2	Состав СВИ в архиве	<i>Указываются идентификаторы данных СВИ в линейных архивах в соответствии с приложением Б</i>
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 (выключено, иначе логин/пароль)	
8	Параметры сервера по [1]	
8.1	IP-адреса для внешнего доступа	
8.2	Тип взаимодействия по [1] (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)	<i>Должна быть представлена в виде отдельного файла в формате .pdf</i>
10	Дополнительная информация	

Библиография

- [1] IEEE Std C37.118.2-2011 – IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
(АО «СО ЕЭС»)

наименование организации-разработчика

Руководитель организации-разработчика

<u>Председатель Правления</u> <i>должность</i>	<u>личная подпись</u>	<u>Б.И. Аюев</u> <i>инициалы, фамилия</i>
Руководитель разработки		
<u>Заместитель Председателя Правления</u> <i>должность</i>	<u>личная подпись</u>	<u>С.А. Павлушко</u> <i>инициалы, фамилия</i>
Исполнители		
<u>Директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер</u> <i>должность</i>	<u>личная подпись</u>	<u>М.Н. Говорун</u> <i>инициалы, фамилия</i>
<u>Советник директора Группы советников</u> <i>должность</i>	<u>личная подпись</u>	<u>А.В. Жуков</u> <i>инициалы, фамилия</i>
<u>Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики</u> <i>должность</i>	<u>личная подпись</u>	<u>Е.И. Сацук</u> <i>инициалы, фамилия</i>
<u>Начальник отдела мониторинга переходных режимов Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики</u> <i>должность</i>	<u>личная подпись</u>	<u>Д.М. Дубинин</u> <i>инициалы, фамилия</i>