
ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»



РОССЕТИ
ФСК ЕЭС

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-
33.040.20.313-2021

**Требования к разделам технической части конкурсной документации
в части РЗА и АСУ ТП**

Стандарт организации

**Дата введения:
19.07.2021**

**ПАО «ФСК ЕЭС»
2021**

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»; объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих не учтенные в Стандарте требования, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций.

Сведения о стандарте организации

- | | |
|-----------------------------------|---|
| 1. РАЗРАБОТАН: | Департаментом релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами. |
| 2. ВНЕСЁН: | Департаментом релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами, Дирекцией производственного контроля. |
| 3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ: | Приказом ПАО «ФСК ЕЭС»/ ПАО «Россети» от 19.07.2021 № 221/339 |
| 4. ВВЕДЁН: | Взамен СТО 56947007-33.040.20.022-2009 «Устройства РЗА присоединений 110-220кВ. Типовые технические требования в составе закупочной документации» |

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Дирекцию производственного контроля ПАО «Россети» по адресу 121353, Москва, ул. Беловежская, д.4, корп. А, электронной почтой по адресу: nto@rosseti.ru.

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

СОДЕРЖАНИЕ

1	Область применения.....	3
2	Нормативные ссылки.....	3
3	Обозначения и сокращения.....	3
4	Общие положения.....	9
4.1	Определения и особенности	9
4.2	Основные разделы ТЧКД для устройств/комплексов РЗА и АСУ ТП: ...	9
5	Минимальные требования по заполнению разделов ТЧКД АСУ ТП.....	10
5.1	Перечень нормативных документов	10
5.2	Раздел ТЧКД «Технические требования к системе».....	12
5.3	Раздел ТЧКД «Перечень оборудования и материалов ПТК АСУ ТП»..	32
5.4	Раздел ТЧКД «Состав и содержание работ по созданию системы».....	37
5.5	Раздел ТЧКД «Состав технической и эксплуатационной документации».....	38
5.6	Раздел ТЧКД «Требования к метрологическому обеспечению».....	39
6	Основные положения по выполнению ТЧКД РЗА.....	45
6.1	Раздел ТЧКД «Перечень нормативных документов».	45
6.2	Раздел ТЧКД «Технические требования к РЗА»	45
6.3	Раздел ТЧКД «Состав и объем поставки шкафов РЗА, комплектов РЗА КРУ и шкафов наружной установки».	51
6.4	Гарантийные обязательства	53
6.5	Состав технической и эксплуатационной документации.....	54
6.6	Технические требования к контрольным кабелям	55
7	Пример заполнения таблиц ТЧКД для типовых шкафов РЗА и АСУ ТП	56
	Библиография	70

Введение

Настоящий стандарт устанавливает основные требования по созданию технической конкурсной документации (ТЧКД) в части устройств и комплексов РЗА и АСУ ТП. Требования по созданию ТЧКД для остального оборудования ПС устанавливаются в НПА и НТД ПАО «ФСК ЕЭС».

Настоящий стандарт расширяет группу документов, посвященных проектированию подстанций.

1 Область применения

Настоящий стандарт предназначен для применения проектными организациями и устанавливает основные требования к разделам ТЧКД с применением типовых шкафов РЗА и АСУ ТП.

Настоящий стандарт распространяется на объекты нового строительства, а также подлежащие комплексному техническому перевооружению и (частичной) реконструкции (КТПиР) ПС, РП и ПП напряжением 35-750 кВ.

2 Нормативные ссылки

[ГОСТ Р 57382-2017](#) Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений (с Поправкой).

3 Обозначения и сокращения

Термины и определения

Типовой шкаф/отсек	– типовой шкаф/отсек с устройствами РЗА, АСУ ТП, УПАСК, выполненный (изготовленный) по требованиям ПАО «ФСК ЕЭС».
Архитектура построения ПС I типа	– архитектура построения ПС, в которой обмен всей информацией между ИЭУ осуществляется дискретными и аналоговыми электрическими сигналами, передаваемыми по контрольному кабелю; информационный обмен с верхним уровнем (SCADA) осуществляется по цифровому протоколу MMS.
Архитектура построения ПС II типа	– архитектура построения ПС, в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений (протокол GOOSE) согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информационный обмен с верхним уровнем (SCADA) осуществляется по цифровому протоколу MMS; результаты измерений тока и напряжения передаются в виде электрических аналоговых сигналов с использованием контрольных кабелей.

Архитектура построения ПС III типа	– архитектура построения ПС, в которой взаимодействие между ИЭУ РЗА выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений (протокол GOOSE) согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информация от измерительных устройств тока и напряжения передается в цифровом виде с использованием протокола передачи мгновенных значений (SV) согласно стандарту МЭК 61850-9-2; информационный обмен с верхним уровнем (SCADA) осуществляется по цифровому протоколу MMS.
Нетиповой шкаф	– шкаф, требования к которому не указаны в СТО ПАО «ФСК ЕЭС» по требованиям к типовым шкафам или созданы на основе типовых шкафов с внесением изменений и отступлений от типовых шкафов.

Сокращения

GOOSE	– generic object oriented substation event (широковещательное объектно-ориентированное сообщение о событии на подстанции);
MMS	– manufacturing Message Specification (англ.) – протокол МЭК 61850-8-1 ;
SCADA	– supervisory control and data acquisition (диспетчерское управление и сбор данных);
SV	– sampled values (мгновенные значения);
ABP	– автоматическое включение резерва;
АИИС КУЭ	– автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
АОДС	– автоматика опережающего деления сети;
АПВ	– автоматическое повторное включение;
АППож	– автоматика пуска пожаротушения (авто)трансформатора;
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом;
АТ/Т	– автотрансформатор/трансформатор;
АУВ	– автоматика управления выключателем;
БСК	– батарея статических конденсаторов;
В	– выключатель;
ВЛ	– воздушная линия;
ВН	– высшее напряжение;
ВНР	– восстановление нормального режима после АВР;
ВОЛС	– волоконно-оптическая линия связи;
ВЧ	– высокочастотный;
ВЧКС	– высокочастотный канал связи;
ГЗ	– газовая защита;
ГСОЗЗ	– групповая сигнализация замыканий на землю;
ДГР	– дугогасящий реактор;
ДЗ	– дистанционная защита;
ДЗЛ	– продольная дифференциальная защита линии;
ДЗО	– дифференциальная защита ошиновки;
ДЗР	– дифференциальная защита шунтирующего компенсационного реактора;
ДЗТ	– дифференциальная защита (авто)трансформатора;
ДЗШ	– дифференциальная защита шин;
ДТЗ	– дифференциальная токовая защита;
ДФЗ	– дифференциально-фазная защита;
ЗВП	– защита от внутренних повреждений;
ЗДЗ	– защита от дуговых замыканий;
ЗМН	– защита минимального напряжения;
ЗН	– заземляющий нож;
ЗНР	– защита от неполнофазного режима;
ЗОП	– защита от обрыва провода;

ЗП	– защита от перегрузки;
ЗПВГ	– защита от перегрузки высшими гармониками;
ЗПН	– защита от повышения напряжения;
ЗРУ	– закрытое распределительное устройство;
ЗРП	– закрытое распределительный пункт;
ИА	– Исполнительный аппарат Публичного акционерного
ПАО «ФСК	общества «Федеральная сетевая компания Единой
ЕЭС»	энергетической системы»;
ИП	– измерительный преобразователь;
ИТС	– информационно-технологическая система;
ИЭУ	– интеллектуальное электронное устройство;
КА	– коммутационный аппарат;
КИ	– контроль изоляции;
КИВ	– контроль изоляции высоковольтных вводов;
ККЭ	– контроль качества электрической энергии;
КНН	– контроль наличия напряжения;
КОР	– компенсационная обмотка реактора;
КПЗ	– камера переключения задвижек;
КР	– компенсационный реактор;
КРУ	– комплектное распределительное устройство;
КРУЭ	– комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
КС	– контроль синхронизма;
КСЗ	– комплект ступенчатых защит;
ЛЗШ	– логическая защита шин;
ЛР	– линейный разъединитель;
ЛРТ	– линейный регулирующий трансформатор;
ЛЭП	– линия электропередачи;
МЕ	– монтажная единица;
МО	– маслонаполненное оборудование (АТ, Т, ШР, УШРЦ, УШРТ);
МТЗ	– максимальная токовая защита;
МТЗ/У	– максимальная токовая защита с пуском по напряжению;
МФТО	– междуфазная токовая отсечка;
НВ	– нейтральные выводы;
НВЧЗ	– направленная высокочастотная фильтровая защита;
НЗОЗЗ	– направленная ЗОЗЗ;
НКУ	– низковольтные комплектные устройства;
НН	– низшее напряжение;
НП	– нулевая последовательность;
ОАПВ	– однофазное автоматическое повторное включение;
ОМП	– определение места повреждения на ЛЭП;
ОО	– общая обмотка;
ОПН	– ограничитель перенапряжений;
ОПУ	– общеподстанционный пункт управления;
ОР	– обходной разъединитель;

ОРУ	– открытое распределительное устройство;
ОСШ	– обходная система шин;
ОУР	– обмотка управления реактора;
ОЭТ	– отсек электротехнический типовой;
ПА	– противоаварийная автоматика;
ПАС	– преобразователь аналоговых сигналов;
ПДЗР	– поперечная дифференциальная защита шунтирующего реактора;
ПДС	– преобразователь дискретных сигналов;
ПП	– приемопередатчик;
ПС	– подстанция;
ПРД	– передатчик;
ПРМ	– приемник;
ПТ	– промежуточный трансформатор;
Р	– разъединитель;
РАС	– регистратор аварийных событий;
РЗ	– релейная защита;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
РЗН	– резистор заземления нейтрали;
РПН	– регулирование под напряжением;
РПР	– реле – повторители положения шинных разъединителей;
РС	– разрешающий сигнал;
СВ	– секционный выключатель;
СЗ	– ступенчатые защиты;
СЗЗ	– сигнализация замыкания на землю;
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности;
СН	– среднее напряжение;
СТО	– стандарт организации;
СОПТ	– система оперативного постоянного тока;
ТАПВ	– трехфазное автоматическое повторное включение;
ТЗ	– технологические защиты;
Т(Н)ЗНП	– токовая (направленная) защита нулевой последовательности;
ТЗНП	– токовая защита нулевой последовательности стороны
НЕЙТР	нейтрали;
ТЗО	– токовая защита ошиновки;
ТЗОП	– токовая защита обратной последовательности;
ТК ЗДЗ	– токовый контроль ЗДЗ;
ТМП	– трансформатор подмагничивания статических режимов;
ТН	– измерительный трансформатор напряжения;
ТСН	– трансформатор собственных нужд;
ТТ	– измерительный трансформатор тока;
ТЧКД	– техническая часть конкурсной документации
УПАСК	– устройство передачи аварийных сигналов и команд;
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателя;
УТАПВ	– ускоренное ТАПВ;

УШР	– управляемый шунтирующий реактор;
УШРП	– управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием;
УШРТ	– управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа;
ШОН	– шкаф отбора напряжения;
ШПДС	– шкаф с преобразователями дискретных сигналов;
ШСВ	– шиносоединительный выключатель;
ШЭТ	– шкаф электротехнический типовой;
ШЭТ ОВ	– шкаф электротехнический типовой по выделенным оптическим волокнам;
ШЭТ ЦС	– шкаф электротехнический типовой по цифровой сети связи;
ШР	– шунтирующий реактор.

4 Общие положения

4.1 Определения и особенности

В рамках реализации инвестиционного проекта разрабатывается конкурсная документация (КД), составной частью которой является техническая часть (ТЧКД), в том числе определяющая состав и объем поставки устройств/комплексов РЗА и АСУ ТП, предъявляемые технические требования к поставляемому оборудованию и объемам выполняемых работ. ТЧКД формируется на основе данных цифрового проектирования энергообъектов с использованием программного средства «Электронный каталог типовой проектной документации по РЗА и АСУ ТП». Технические требования к типовым шкафам РЗА и АСУ ТП в зависимости от класса напряжения, вида защищаемого оборудования и архитектуры построения ПС утверждены серией стандартов организации ПАО «ФСК ЕЭС» [10...32]. Серией стандартов определены корпоративные требования, необходимые для обеспечения типизации внешних электрических и информационных интерфейсов шкафов РЗА, а также общие требования к конструктивному исполнению и идентификации шкафов, что даёт возможность задать необходимый минимум параметров при формировании ТЧКД.

При необходимости осуществить закупку шкафов, не соответствующих требованиям к типовым шкафам РЗА/АСУ ТП в ТЧКД необходимо указывать ссылки на соответствующие разделы проектной документации (ПД). Состав и объем разделов ПД с указанием характеристик нетиповых шкафов РЗА и АСУ ТП должен соответствовать составу и объему характеристик, указанных в серии стандартов организации ПАО «ФСК ЕЭС» [10...32].

ТЧКД формируется на основе данных цифрового проектирования энергообъектов с использованием программного средства «Электронный каталог типовой проектной документации по РЗА и АСУ ТП». ТЧКД для шкафов РЗА состоит из перечня типовых и нетиповых шкафов.

4.2 Основные разделы ТЧКД для устройств/комплексов РЗА и АСУ ТП:

1. Предмет конкурса и общие данные:

- 1.1. Предмет конкурса;
- 1.2. Основание для проведения конкурса;
- 1.3. Особые условия проведения конкурса.

2. Этапы реализации проекта

3. АСУ ТП подстанции

- 3.1. Перечень нормативных документов
- 3.2. Технические требования к системе
 - 3.2.1. Перечень функций, выполняемых АСУ ТП
 - 3.2.2. Характеристика объектов автоматизации (перечень контролируемого и управляемого оборудования)
 - 3.2.3. Характеристика источников информации. Перечень систем ПС для интеграции в АСУ ТП

- 3.2.4. Основные принципы построения и структура АСУ ТП (структурная схема)
- 3.2.5. Информационная емкость АСУ ТП
- 3.2.6. Информационный обмен с вышестоящими уровнями иерархии управления
- 3.3. Перечень оборудования и материалов АСУ ТП
 - 3.3.1. Перечень шкафов АСУ ТП
 - 3.3.2. Требования к ПО и ЗИП
- 3.4. Состав и содержание работ по созданию системы
- 3.5. Состав технической, исполнительной и эксплуатационной документации
- 3.6. Требования к метрологическому обеспечению
- 4. Релейная защита и автоматики**
 - 4.1. Перечень нормативных документов.
 - 4.2. Технические требования к РЗА:
 - Состав защищаемого оборудования и функций РЗА
 - Основные принципы построения и структура РЗА.
 - Основные технические требования к электропитанию устройств РЗА.
 - Характеристика источников информации (данные о измерительных трансформаторах).
 - 4.3. Состав и объем поставки шкафов РЗА, комплектов РЗА КРУ и шкафов наружной установки
 - 4.4. Количество проверочного оборудования и ЗИП
 - 4.5. Технические требования к контрольным кабелям
 - 4.6. Состав и содержание работ
- 5. Графическая часть (пример перечня схем для укомплектования томов ТЧКД в части АСУТП и РЗА, в зависимости от конкретного конкурса)**
 - 5.1. Схема размещения устройств ИТС на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА)
 - 5.2. План расположения оборудования и перечень помещений в здании ОПУ
 - 5.3. План расположения оборудования в ЗРУ
 - 5.4. Структурная схема ПТК АСУ ТП
 - 5.5. Схема ЛВС АСУ ТП
 - 5.6. Схемы организации цепей ТН
 - 5.7. Схема организации передачи сигналов и команд РЗА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов.

5 Минимальные требования по заполнению разделов ТЧКД АСУ ТП

5.1 Перечень нормативных документов

В разделе указывается перечень действующих на момент формирования ТЧКД редакций нормативных документов которым должен соответствовать

ПТК АСУ ТП, реализуемый в рамках конкурса в следующей последовательности: государственные НПА, отраслевые, СТО, Приказы, Распоряжения, информационные письма, прочие документы.

Таблица 1 - Перечень нормативных документов АСУ ТП (Пример перечня, актуальный формируется в рамках ТЧКД)

Нормативный документ	Номер документа, шифр
Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей	Приказ Минэнерго России от 19.06. 2003 № 229.
Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» Утверждено Советом директоров ПАО «Россети»	протокол заседания от 02.04.2021 №450
Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)	СТО 56947007-29.240.10.248-2017
Общие технические требования к АСУ ТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам	СТО 56947007-25.040.40.226-2016
Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС)".	СТО 56947007-25.040.40.227-2016
Правила технической эксплуатации АСУ ТП ПС ЕНЭС. Общие технические требования	СТО 56947007-25.040.40.236-2016
Типовые схемы управления силовым оборудованием ПС средствами АСУ ТП	СТО 56947007-25.040.40.246-2017
Типовая программа комплексных испытаний АСУ ТП при приемке из реконструкции и законченных строительством подстанций ПАО «ФСК ЕЭС»	СТО 56947007-25.040.40.012-2008 (с изменениями от 26.07.2018)
Методические указания по реализации мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других средств измерений вторичных цепей средствами АСУ ТП на объектах ПАО «ФСК ЕЭС»	СТО 56947007-29.240.10.303-2020
Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУ ТП ПС ЕНЭС	СТО 56947007-29.240.10.302-2020
Типовые шкафы. Шкафы преобразователей дискретных сигналов (ШПДС)	СТО 56947007-29.240.10.301-2020
Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС»	СТО 56947007-25.040.30.309-2020
Типовые шкафы ШЭТ ПДС	СТО 56947007-29.240.10.308-2020
Корпоративные шкафы вторичной коммутации	СТО 56947007-33.040.20.307-2020
Типовые шкафы серверного оборудования (ШСО). Архитектура II и III типа	СТО 56947007-33.040.20.289-2019
Типовые шкафы сетевой коммутации (ШСК). Архитектура II и III типа	СТО 56947007-33.040.20.290-2019

Типовые шкафы контроллеров присоединений (ШКП). Архитектура II и III типа	СТО 56947007-33.040.20.291-2019
Типовые шкафы измерительных преобразователей (ШИП) Архитектура II типа	СТО 56947007-33.040.20.292-2019
Руководство пользователя ЭК РЗА и АСУ ТП	СТО 56947007-33.040.20.293-2019
Типовые технические решения по реализации функций оперативной блокировки разъединителей и заземлителей для основных типов присоединений и элементов сети	СТО 56947007-33.040.20.294-2019
Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов	СТО 56947007-29.240.01.244-2017
Методические указания по разработке методики калибровки измерительных каналов автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций	Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 18.09.2015 № 562р
Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления	СТО 56947007-29.240.036-2009
Методические указания по организации проверок дистанционного управления из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций	утверждено 31.08.2020
Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций	утверждено 31.08.2020
Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления	утверждено 31.08.2020

5.2 Раздел ТЧКД «Технические требования к системе»

Раздел содержит сведения об объеме создания или расширения АСУ ТП.

В случае расширения указывается тип и объем существующей автоматизации, поддерживаемые протоколы и резерв. Краткий объем расширения ПТК.

В разделе должны быть отражены:

- информация по функциям;
- перечень нормативных документов, регламентирующих создание (развитие/расширение) ПТК;
- объекты автоматизации;
- источники информации;
- принципы построения и информационная емкость, предусмотренных для реализации в ПТК АСУ ТП в рамках конкурса.

Типовые формы представления подразделов представлены ниже.

5.2.1 Перечень функций, выполняемых АСУ ТП

Перечень функций представляется в табличном виде с отметкой о выполнении в рамках конкурса. Указанный перечень может корректироваться при формировании конкретного конкурса.

Таблица 2– Перечень технологических и общесистемных функций ПТК АСУ ТП (пример заполнения)

№ п/п	Функция	Для выполнения в рамках конкурса
	Технологические	
1.	Измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования	<i>да</i>
2.	Представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС)	<i>да</i>
3.	отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы	<i>да</i>
4.	Технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, контроль отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы, вывод аварийных и предупредительных сигналов на АРМ, фильтрация, обработка	<i>да</i>
5.	Автоматизированное управление оборудованием ПС (в том числе дистанционное): управление КА ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи), управление приводами РПН, управление технологическим оборудованием (насосы, задвижки и др.), управляемыми средствами регулирования технологического режима оборудования ПС, автоматизированное формирование бланков переключений	<i>да</i>
6.	Программные блокировки управления КА (оперативная логическая блокировка КА).	<i>да</i>
7.	Информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными системами автоматизации и управления (РЗА, РАС, КСТСБ и т.п.) по стандартным протоколам	<i>да</i>
8.	Удаленное изменение состояния программных и оперативных элементов систем РЗА и АСУ ТП: переключение групп уставок и оперативный ввод-вывод из работы устройств, отключение-включение отдельных функций в устройствах	<i>нет</i>
9.	Контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления	<i>да</i>
10.	Регистрация аварийных событий собственными средствами или посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, РАС и др.	<i>нет</i>

11.	Фиксация результатов определения места повреждения на ВЛ (ОМП) путем получения, архивирования и представления данных от автономных устройств ОМП, систем РЗА, РАС	<i>нет</i>
12.	Обмен оперативной информацией с ЦУС, РДУ, ОДУ	<i>да</i>
13.	Обмен неоперативной технологической информацией с ПМЭС, МЭС (сбор и передача осциллограмм)	<i>да</i>
14.	Мониторинг работы первичного оборудования	<i>да</i>
15.	Учет ресурса коммутационного оборудования	<i>да</i>
16.	Расчет баланса мощности на шинах ПС	<i>да</i>
17.	Контроль климатических условий снаружи (температура, сила ветра), в помещениях и отдельно стоящих зданиях (температура)	<i>да</i>
18.	Контроль положения ключей управления панелей РЗА и АСУ ТП	<i>да</i>
19.	Автоматизированная подсистема мониторинга и анализа функционирования работы устройств РЗА (АСМ РЗА)	<i>да</i>
20.	Автоматический мониторинг измерений (ПАМИ). ПАМИ выполняется на основе СТО 56947007-29.240.10.303-2020	<i>да</i>
	Системные	
21.	Организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций, обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни	<i>да</i>
22.	Тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов АСУ ТП, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации	<i>да</i>
23.	Синхронизация компонентов АСУ ТП и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем по сигналам системы единого времени	<i>да</i>
24.	Архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени	<i>да</i>
25.	Защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям	<i>да</i>
26.	Антивирусная защита программного обеспечения АРМ и серверов подстанционного уровня АСУ ТП	<i>да</i>
27.	Документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала.	<i>да</i>
28.	Автоматизированное конфигурирование и параметрирование с использованием SCL (предоставление информационной модели)	<i>нет</i>
29.	Расчет необходимых агрегированных и/или производных значений (среднее, интегральное и т.п.)	<i>нет</i>

5.2.2 Характеристика объектов автоматизации (перечень контролируемого и управляемого оборудования)

Объекты автоматизации представляются в виде перечня оборудования и систем контроль и управление которыми выполняются в рамках конкурса из АСУ ТП в следующем формате:

Таблица 3 – Состав контролируемого и управляемого оборудования (пример выполнения)

Состав контролируемого и управляемого оборудования						
№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	контроль	управление	Примечание
Оборудование на новой площадке ПС						
1.	Автотрансформатор силовой масляный однофазный 500/220 кВ, 167 МВА с встроенными трансформаторами тока	фаз	7	+	РПН	Включая мониторинг состояния. Указать 1. Средствами АСУ ТП (min). Или 2. Средствами СМиД поставляемой с АТ.
2.	Реактор шунтирующий однофазный масляный 500 кВ, 180000 МВАр, с встроенными трансформаторами тока	фаз	6	+		Включая мониторинг состояния. Указать 1. Средствами АСУ ТП (min). Или 2. Средствами СМиД поставляемой с Р.
3.	Автотрансформатор силовой 3-х фазный масляный, 200 МВА, 220/110/10 кВ	шт.	2	+	РПН	Включая мониторинг состояния. Указать 1. Средствами АСУ ТП (min). Или 2. Средствами СМиД поставляемой с АТ.
4.	Реактор 3-х фазный управляемый шунтирующий 220 кВ, 100 МВАр, с системой	компл.	1	+		Включая мониторинг состояния. Указать

	управления подмагничивания					1. Средствами АСУ ТП (min). Или 2. Средствами СМиД поставляемой с УШР.
Оборудование ОРУ500 кВ						
1.	Выключатель элегазовый колонковый 500 кВ	полюс	8x3	+	+	
2.	Выключатель элегазовый колонковый 500 кВ, с устройством синхронной коммутации в цепи УШР	полюс	2x3	+	+	
3.	Трансформатор тока 500 кВ в цепи выключателя	фаз	10x3	+		
4.	Трансформатор тока 500 кВ в цепи линии	фаз	4x3	+		
5.	Трансформатор напряжения 500 кВ	фаз	10x3	+		
6.	Разъединитель однополюсный	полюс	20x3	+	+	
7.	Заземляющий нож однополюсный	полюс	32x3	+	+	
Оборудование ОРУ220 кВ						
1.	Выключатель элегазовый 220кВ	Трехполюсный выключатель	10	+	+	
2.	Трансформатор тока 220 кВ	шт.	10	+		
3.	Трансформатор напряжения 220 кВ	шт.	2	+		
4.	Разъединитель трехполюсный	Трехфазный комплект	26	+	+	
5.	Заземляющий нож трёхполюсный	Трехфазный комплект	36	+	+	
Оборудование КРУЭ110 кВ						
1.	Выключатель элегазовый 110 кВ	Трехполюсный выключатель	18	+	+	
2.	Трансформатор тока 110 кВ в цепи линейного выключателя	шт.	12	+		
3.	Трансформатор тока 110 кВ в цепи секционного выключателя	шт.	4	+		

4.	Трансформатор тока 110 кВ в цепи АТ	шт.	2	+		
5.	Трансформатор напряжения шинный, 110 кВ	шт.	4	+		
6.	Разъединитель трехполосный	шт.	54	+	+	
7.	Заземляющий нож трёхполосный	шт.	54	+	+	
8.	Газовая схема КРУЭ			+		
Оборудование ЗРУ-10 кВ № 1						
1.	Выключатель вакуумный	шт.	6	+	+	
2.	Заземлитель	шт.	8	+		
3.	Трансформатор напряжения	шт.	4	+		
4.	Трансформатор тока	шт.	6	+		
5.	Трансформатор собственных нужд, 10/0,4 кВ, 630 кВА	компл.	2	+		
Оборудование КРУН-10 кВ						
1.	Трансформатор напряжения	шт.	1	+		
2.	Выключатель вакуумный	шт.	1	+	+	
3.	Заземлитель	шт.	1	+		
Оборудование собственных нужд и постоянного тока						
1.	Щит собственных нужд (трехсекционный) 0,4 кВ	фидер	80	+	ввод. и секц. выкл	
2.	Щит постоянного тока ЩПТ	компл.	2	+	ввод. выкл	
3.	Аккумуляторная батарея	компл.	2	+		
4.	Выпрямительное устройство	компл.	2	+		
5.	Дизельгенератор	шт.	1	+		
Оборудование пожаротушения						
1.	Насос	шт.	2	+	+	
2.	Задвижка	шт.	12	+	+	
3.	КТС АПТ	компл.		+		Контроль срабатывания и исправности
Существующее оборудование ПС						
1.	Трансформатор силовой 3-х фазный масляный, с расщепленной	шт.	2	+	РПН	

	обмоткой, 63 МВА, 110/10-10 кВ					
2.	Трансформатор силовой 3-х фазный масляный, с расщепленной обмоткой, 25 МВА, 110/6-6 кВ	шт.	2	+	РПН	
Оборудование ОРУ110 кВ						
3.	Выключатель элегазовый колонковый,	трехполюсный выключатель	11	+	+	
4.	Трансформатор тока 110 кВ	шт.	11	+		
5.	Трансформатор напряжения емкостный, 110 кВ	шт.	2	+		
6.	Разъединитель трехполюсный	трехфазный комплект	32	+		
7.	Заземляющий нож трёхплосный	трехфазный комплект	44	+		
Оборудование ЗРУ-10 кВ №2						
1.	Выключатель вакуумный	шт.	20	+	+	
2.	Заземлитель	шт.	24	+		
3.	Трансформатор напряжения	шт.	4	+		
4.	Трансформатор тока	шт.	20	+		
5.	Трансформатор собственных нужд	компл.	2	+		
Оборудование КРУ 6 кВ						
1.	Выключатель вакуумный	шт.	14	+	+	
2.	Заземлитель	шт.	18	+		
3.	Трансформатор напряжения	шт.	4	+		
4.	Трансформатор тока	шт.	14	+		
Оборудование собственных нужд и постоянного тока						
1.	Щит собственных нужд (трехсекционный) 0,4 кВ	фидер	80	+	ВВОД. и секц. ВЫКЛ	
2.	Щит постоянного тока ЩПТ	щит	2	+	ВВОД. ВЫКЛ	
3.	Аккумуляторная батарея	компл.	2	+		
4.	Выпрямительное устройство	компл.	2	+		

5.	Дизельгенератор	шт.	1	+		
Общеподстанционное оборудование:						
1.	Комплекс технических средств (КТС) РЗА	компл.		+	Переключение групп уставок, ввод-вывод отдельных функций защит	Контроль срабатывания и исправности
2.	КТС ПА	компл.		+		Контроль срабатывания и исправности
3.	Комплекс СТСБ:					
4.	Система охранной сигнализации			+		Контроль срабатывания и исправности
5.	Система автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре			+		
6.	Система охранного и технологического телевидения			+		
7.	Система контроля и управления доступом			+		Контроль исправности
8.	Здания и сооружения: ОПУ, РЩ, насосная, камеры переключения задвижек и т.п.			+		Климат-контроль: температура окружающего воздуха, внутри помещений, скорость ветра (при необходимости ДЦ, ЦУС)
9.	КТС инженерных систем: вентиляции, водоснабжения, отопления, дренажных систем			+		Контроль исправности

Иерархия управления коммутационными аппаратами

Таблица 4 – Иерархия управления коммутационными аппаратами
(пример выполнения)

№	Тип КА	Вид и место управления			Примечание
		ДЦ СО	ЦУС	ПС	
1	220 кВ: Выключатели, разъединители, заземляющие ножи, РПН	РДУ	ПМЭС	ПС	Основное средство управления. С блокировкой от одновременного управления с разных мест с приоритетом у дежурного персонала ПС (АРМ оперативного персонала)
	Выключатели 35 кВ, заземляющие ножи с электроприводами 35 кВ; вводные и секционные выключатели ЩСН-0,4 кВ; выключатели отдельных потребителей ЩСН (при их наличии). Насосы и задвижки водяного пожаротушения, ответственные механизмы инженерных систем - при наличии возможности (дополнительным воздействием на АПТ, САУ)	-	-		
2	Выключатели, разъединители и заземляющие ножи с электроприводами 220 кВ, 35 кВ	-	-	ПС	Резервное средство управления при неисправности подстанционного или уровня присоединений АСУ ТП, команды управления фиксируются в протоколе событий контроллера присоединения, оперативная блокировка разъединителей выполняется: терминалами АУВ ячейки или контроллерами присоединений
		От органов управления в составе контроллера присоединения (с мнемонической схемы на панели контроллера присоединения)			
3	РПН. Вводные и секционные выключатели 0,4 кВ - при наличии возможности	-	-	ПС	
		От кнопок (ключей) в шкафах РЗА, РПН, ЩСН, АПТ			
4		-	-	ПС	

№	Тип КА	Вид и место управления			Примечание
		ДЦ СО	ЦУС	ПС	
	Выключатели, разъединители, заземляющие ножи с электроприводами всех классов напряжения, насосы и задвижки водяного пожаротушения	По месту установки КА (Шкафы управления КА устанавливаются в зоне безопасного их обслуживания)			Резервное средство управления при неисправности полевого уровня АСУ ТП. Является аварийным режимом, т.к. программные блокировки разъединителей и заземлителей не действуют

5.2.3 Характеристика источников информации. Перечень систем ПС для интеграции в АСУ ТП

В разделе указывается перечень автономных систем, устройств и другого оборудования, передающего и принимающего сигналы от ПТК АСУ ТП в установленном формате (Таблица 5). Обязательно указывается протокол взаимодействия устройств/систем с ПТК.

Таблица 5 – Перечень систем интеграции в АСУ ТП (пример заполнения)

Наименование Системы, устройства (указывается наименования систем, устройств в конкурсном проекте)	Протокол взаимодействия с ПТК АСУ ТП	Шина интеграции (либо шкаф АСУ ТП, в который подключается устройство, система)
РЗА	МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE)	шина подстанции
ПА	МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE)	шина подстанции
СМНР	МЭК 60870-5-104	шина управления через сетевой экран в составе ШСК
УПАСК	МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE)	шина подстанции
РАС	МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE)	шина подстанции
ОМП	МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE)	шина подстанции
СМиД трансформаторного оборудования	МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE)	шина подстанции
ЩПТ	МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE)	шина подстанции
ЩСН	МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE)	шина подстанции
ОЭТТ, ЭТН	МЭК 61850-9-2 (SV)	шина процесса
АСМ РЗА, если не входит в состав АСУ ТП	МЭК 61850-8-1 (MMS)	шина подстанции

5.2.4 Основные принципы построения и структура АСУ ТП (структурная схема)

ПТК разрабатывается как единая, интегрированная, иерархическая распределенная человеко-машинная система, оснащенная средствами управления, измерения, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

При проектировании ПТК предусматривается возможность аппаратного и программного расширения.

ПТК АСУ ТП включает три уровня программно-технических средств: полевой уровень, уровень присоединения, подстанционный уровень.

В разделе также описывается структура ЛВС АСУ ТП, организация резервирования и синхронизации устройств ПТК.

ЛВС состоит из

- шины подстанции (станционной шины),
- шины процесса (при наличии на объекте устройств 3-й Архитектуры),
- шины демилитаризованной зоны (ДМЗ)
- шины управления.

Синхронизация устройств подстанции осуществляется по протоколам SNTP для шины подстанции, ДМЗ и управления. Для шины процесса применяется синхронизация по протоколу RTP.

Оборудование организации ЛВС и Синхронизации единого времени размещается в типовых шкафах сетевой коммутации (ШСК).

Состав оборудования описывается в разделе ТЧКД «Перечень оборудования и материалов ПТК АСУ ТП» (п. 5.3), перечень работ предусмотренных конкурсной документацией описывается в разделе «Состав и содержание работ по созданию системы» (п. 5.4)

Структурная схема ПТК, структурно-функциональные схемы работы функций АСУ ТП (ПАМИ, ОБР), схема распределения ИТС (ИП и ШКП-2) по ТТ и ТН и другие схемы и представляются в графических формах в приложениях к ТЧКД (при разработке ТЧКД указать ссылки на графические формы).

5.2.5 Информационная емкость АСУ ТП

В разделе заполняется расчетная таблица количества сигналов. Исходные данные для расчета: перечень первичного оборудования (В, Р, ЗН, АТ/Т, УШР и т.д.); перечень смежных автономных систем (РЗА, ПА, РАС, связь и т.д.) с указанием количества терминалов, шкафов; состав ЩСН и ЩПТ с указанием количества отходящих линий и распределительных шкафов с количеством автоматов отходящих линий; перечень вспомогательного оборудования; системы СТСБ и т.д. с указанием зон размещения датчиков и исполнительных механизмов.

В ячейках таблицы необходимо указывать формулу расчета количества сигналов и результат.

Таблица 6 – Информационная емкость АСУ ТП
(пример выполнения).

№	Наименование	Физические сигналы			Цифровые сигналы		
		ТУ	ТИ	ТС	ТУ	ТИ	ТС
Основное оборудование 220 кВ (ОРУ 220 кВ)							
1.	Автотрансформаторы АТ-1/АТ-2	2x2=4	3x3=9 2x4=8 (mA)	2x12=24			
2.	Выключатели (8 шт.)	8x2=24		8x7=56			
3.	Разъединители (23 шт.)	23x3=6 9		23x5=115			
4.	ЗН (37 шт.)	37x3=111		37x5=185			
5.	ТТ (13 шт.)		13x3=39				
6.	ТН (7 шт.)		7x3=21	7			
7.	РЗА			60			1500
8.	РАС					140	400
9.	ОМП			15		150	
10.	Контроллер АСУ ТП			40	196	128	427
Основное оборудование 110 кВ (ОРУ 110 кВ)							
11.	Трансформаторы Т-3, Т-4	2x2=4	3x3=9 2x4=8 (mA)	2x12=24			
12.	Выключатели (14 шт.)	14x2=2 8		14x7=98			
13.	Разъединители (40 шт.)	40x3=1 20		40x5=200			
14.	ЗН (57 шт.)	57x3=1 71		57x5=285			
15.	ТТ (15 шт.)		15x3=45				
16.	ТН (8 шт.)		2x3=6 6x1=6	8			
17.	РЗА			90		330	2175
18.	РАС					140	400
19.	ОМП			18		180	
20.	Контроллер АСУ ТП			40		118	609
Основное оборудование 35 кВ (ОРУ 35 кВ)							
21.	Выключатели (2 шт.)	2x2=4		2x7=14			
22.	Разъединители (7 шт.)	7x3=21		7x5=35			

№	Наименование	Физические сигналы			Цифровые сигналы		
		ТУ	ТИ	ТС	ТУ	ТИ	ТС
23.	ЗН (12 шт.)	12x3=3 6		12x5=60			
24.	ТТ (3 шт.)		3x3=9				
25.	ТН (1 шт.)		3	1			
26.	РЗА			54			120
27.	Контроллер АСУ ТП			10		24	120
Основное оборудование 10 кВ (ЗРУ 10 кВ)							
28.	Выключатели (5 шт.)	5x2=10		5x3=15			
29.	ВЭ (8 шт.)	8x2=16		8x2=16			
30.	ЗН (7 шт.)	7x2=14		7x2=14			
31.	ТТ (5 шт.)		5x3=15				
32.	ТН (4 шт.)		4x3=12	4			
33.	ТСН-1		2 (mA)				
34.	ТСН-2		2 (mA)				
35.	РЗА+Контроллер ячейки			54		21	120+45
Основное оборудование 6 кВ (ЗРУ 6 кВ)							
36.	Выключатели (18 шт.)	18x2=3 6		18x3=54			
37.	ВЭ (21 шт.)	21x2=4 2		21x2=42			
38.	Заземляющий нож (20 шт.)	20x2=4 0		20x2=40			
39.	ТТ (18 шт.)		18x3=54				
40.	ТН (4 шт.)		4x3=12	4			
41.	ТСН-3		2 (mA)				
42.	ТСН-4		2 (mA)				
43.	РЗА+Контроллер ячейки			54		144	685+13 6
Смежные системы							
44.	ПА			6			110
45.	СОПТ, ЩПТ, ЩСН, ШРОТ					60	290
46.	Связь (ВЧ, ВОЛС, и др.) (сухим контактом или в цифре)			2			100

№	Наименование	Физические сигналы			Цифровые сигналы		
		ТУ	ТИ	ТС	ТУ	ТИ	ТС
47.	Система автоматического пожаротушения (сухим контактом или в цифре)			2			
48.	Инженерные системы	25	10	50		10	50
49.	СТСБ			25			
50.	Климат		10 (mA)				
51.	Метеостанция					3	
52.	Диагностика компонентов АСУ ТП					187	828
	Итого по оборудованию (+Резерв ~15 %)	473	338	2440	965	1819	8297

При управлении оборудованием (местное, дистанционное) должна быть предусмотрена программная или аппаратная блокировка, исключающая одновременное управление с разных рабочих мест, реализована логика технологических блокировок (от некорректного положения разъединителей, неполнофазного режима, от «прыгания», от несинхронного включения и т.п.).

Все действия оперативного персонала по управлению электрооборудованием с АРМ или с контроллера присоединения должны фиксироваться в АСУ ТП с указанием метки времени, способа управления и имени пользователя.

В АСУ ТП должны также фиксироваться операции по изменению режима управления коммутационными аппаратами («местное» - «дистанционное») с определением уровня управления.

Передача команд управления от контроллеров АСУ ТП к исполнительным механизмам должна выполняться по цифровым каналам связи через УСО полевого уровня или МП устройства РЗА, а далее контрольным кабелем к контактам исполнительных механизмов приводов КА и/или через или МП устройства РЗА по цифровым каналам связи.

Перечень управляющих сигналов оборудования, формируемых АСУ ТП (Таблица 7).

Таблица 7 – Управляющие сигналы оборудования, формируемых АСУ ТП (пример заполнения)

Оборудование	Команда управления	Количество сигналов
Выключатели 220 кВ – 3 шт. (3-х фаз.); Выключатели 35 кВ – 15 шт. (3-х фаз.)	Включить, Отключить ЭМО1, Отключить ЭМО2	54
Разъединители 220 кВ – 1 (компл. из 3-х фаз); Разъединители 220 кВ – 9 шт. (3-х фаз.)	Включить, Отключить Управление разрешено	30
Заземляющие ножи 220 кВ – 2 (компл. из 3-х фаз); Заземляющие ножи 220 кВ – 16 шт. (3-х фаз.); Заземляющие ножи 35 кВ – 23 шт. (3-х фаз.)	Включить, Отключить Управление разрешено	123
Выкатные элементы 35 кВ – 23 шт.	Вкатить, Выкатить Управление разрешено	69
РПН Т (2 компл.)	Прибавить, Убавить	4
Вводные и секционные автоматические выключатели 0,4 кВ ЦСН	Включить Отключить	10
Насосы пожаротушения	Включить Отключить	4
Задвижки пожаротушения	Открыть Закрыть	8
Выбор рабочего/резервного насоса	Рабочий Резервный	2
Останов/пуск пожаротушения	Останов Пуск	2
Изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, ПА	Переключение групп уставок; Отключение-включение отдельных функций	50
Положение двухпозиционного ключа управления (ключ выбора режима управления присоединением)	«Местное» «Дистанционное»	4
Положение программного ключа ДУ	«Освобождено»/«Объект»/ ЦУС»/ /«РДУ»/«ОДУ»	4
Итого управляющих сигналов:		310

В ПТК должен предусматриваться резерв по дискретным выходам в объеме 10-15 %.

5.2.6 Информационный обмен с вышестоящими уровнями иерархии управления

В разделе описываются принципы организации передачи оперативной и неоперативной информации и принципы получения команд ДУ от ДЦ филиалов АО «СО ЕЭС», ЦУС или прочих центром оперативного и

диспетчерского управления, а также оценочный объем телеинформации и команд ДУ.

Пример формирования раздела, уточняется в конкретном конкурсе:

Связь АСУ ТП с внешними системами осуществляется следующим образом:

- оперативная информация передается в:

• ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» РДУ (указать конкретное наименование) по основному и резервному каналам единой технологической сети связи электроэнергетики (далее ЕТССЭ) со скоростью не менее 2 Мбит/с по протоколу – [ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004](#);

• ЦУС ПМЭС (указать конкретное наименование) по основному и резервному каналам ЕТССЭ со скоростью не менее 2 Мбит/с по протоколу – [ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004](#);

- неоперативная информация передается в ЦУС ПМЭС по основному и резервному каналам со скоростью не менее 2 Мбит/с по протоколам SFTP, RDP.

ПТК АСУ ТП ПС должен обеспечивать суммарное время измерения и передачу телеинформации с ПС в автоматизированные системы диспетчерского управления не более 1 (одной) секунды без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах диспетчерского центра.

Команды ДУ должны осуществляться по основному и резервному каналам обмена информацией между ПС и РДУ, ПС и ЦУС.

Для передачи команд ДУ должен использоваться протокол [ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004](#).

Выполнение команд ДУ должно осуществляться в соответствии с [ГОСТ Р МЭК 870-5-5-96](#) с применением следующей процедуры: «Захват» - «Выполнение операций» - «Освобождение» и обязательной передачей в направлении источника команд результата выполнения каждой команды.

Предварительный объем телеинформации, передаваемой и получаемой с ПС в ДЦ АО «СО ЕЭС», ЦУС ПМЭС, приведен в таблице Таблица 8

Таблица 8 – Объем телеинформации, передаваемой с ПС в ДЦ АО «СО ЕЭС», ЦУС ПМЭС (пример выполнения).

Параметры телеинформации	Направление передачи информации от АСУ ТП		Примечание
	РДУ <i>Наименование</i>	ЦУС <i>Наименование</i>	
Телеизмерения			
ВЛ 220 кВ ПС1 – ПС, ВЛ 220 кВ ПС2 - ПС			
Действующее значение фазного напряжения	Ua	2	2
	Ub	2	2

Параметры телеинформации		Направление передачи информации от АСУ ТП		Примечание
		РДУ	ЦУС	
		<i>Наименование</i>	<i>Наименование</i>	
	Uc	2	2	
Действующее значение фазного тока	Ia	2	2	
	Ib	2	2	
	Ic	2	2	
Активная мощность трехфазной системы	Pсум	2	2	
Реактивная мощность трехфазной системы	Qсум	2	2	
КЛ 35 кВ ПС3 – ПС, КЛ 35 кВ ПС4 – ПС...				
Действующее значение фазного тока	Ib	-	5	
Активная мощность трехфазной системы	Pсум	-	5	
Реактивная мощность трехфазной системы	Qсум	-	5	
СВ 220				
Действующее значение фазного тока	Ia	1	1	
	Ib	1	1	
	Ic	1	1	
Активная мощность трехфазной системы	Pсум	1	1	
Реактивная мощность трехфазной системы	Qсум	1	1	
ТЗН-1, Ввод 1 35 кВ Т-1, Ввод 2 35 кВ Т-1, СВ-14-35, ТЗН-3, ТСН-1, СВ-23-35, Ввод 1 35 кВ Т-2, Ввод 2 35 кВ Т-2, ТСН-2, ТЗН-2, ТЗН-4				
Действующее значение фазного тока	Ib	-	12	
Активная мощность трехфазной системы	Pсум	-	12	
Реактивная мощность трехфазной системы	Qсум	-	12	
1С 220, 2С 220				
Действующее значение междуфазного напряжения	Uав	2	2	
	Uвс	2	2	
	Uса	2	2	
Частота электрического тока	F	2	2	
1С 35, 2С 35, 3С 35, 4С 35				
Действующее значение междуфазного напряжения	Uав	-	4	
	Uвс	-	4	
	Uса	-	4	

Параметры телеинформации		Направление передачи информации от АСУ ТП		Примечание
		РДУ <i>Наименование</i>	ЦУС <i>Наименование</i>	
Т-1, Т-2				
Действующее значение фазного тока	I _б	2	6	
Активная мощность трехфазной системы	P _{сум}	2	6	
Реактивная мощность трехфазной системы	Q _{сум}	2	6	
Положение анцапф РПН		-	2	
Дополнительные телеизмерения				
Напряжение на секциях ЩПТ =220 В	U _{аб}	-	2	
Температура наружного воздуха	t	1	1	
Скорость ветра		1	1	
Расстояние до места повреждения на ВЛ (км)		2	2	
Итого ТИ по подстанции		39	118	
Телесигнализация				
Положение коммутационных аппаратов 220 кВ				
Положение выключателей	ТС	3	3	
Положение разъединителей	ТС	10	10	
Положение заземляющих ножей	ТС	18	18	
Положение коммутационных аппаратов 35 кВ				
Положение выключателей	ТС	-	15	
Положение заземляющих ножей	ТС	-	23	
Положение коммутационных аппаратов по оборудованию постоянного тока (ОПТ) и щиту собственных нужд (ЩСН)				
Положение вводных выключателей ОПТ	ТС	-	4	
Положение вводных выключателей ЩСН	ТС	-	3	
Положение секционных выключателей ЩСН	ТС	-	3	
Аварийно-предупредительная сигнализация по оборудованию 220 кВ				
Неисправность (неготовность) выключателя	АПТС	3	3	
Срабатывание основных РЗ присоединения	АПТС	44*	44*	* срабатывание ступеней (зон) будет уточнено на этапе РД
Срабатывание резервных РЗ присоединения	АПТС	42*	42*	
Срабатывание ДЗШ	АПТС	2	2	
Срабатывание УРОВ выключателя	АПТС	3	3	

Параметры телеинформации		Направление передачи информации от АСУ ТП		Примечание
		РДУ <i>Наименование</i>	ЦУС <i>Наименование</i>	
Срабатывание устройства ПА	АПТС	2	2	
Неисправность устройства ПА	АПТС	5	5	
Срабатывание ТАПВ выключателей ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	АПТС	2	2	
Запрет АПВ выключателей ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	АПТС	2	2	
Недопустимое отклонение температуры верхних слоев масла в Т (Т-1, Т-2)	АПТС	-	2	
Технологические события по оборудованию 35 кВ				
Срабатывание устройств РЗА, АВР секционных выключателей - обобщенный сигнал по секции	АПТС	-	4	
Неисправность РЗА (обобщенный сигнал)	АПТС	-	1	
Телесигнализация по щиту собственных нужд (ЩСН) и оборудования постоянного тока (ОПТ)				
Отсутствие напряжения 0,4 кВ (неисправность в ЩСН) – обобщенный сигнал	АПТС	-	1	
Неисправность в системе ОПТ (обобщенный сигнал)	АПТС	-	1	
Телесигнализация по подстанции в целом				
Работа охранной сигнализации (обобщенный сигнал)	АПТС	-	1	
Работа пожарной сигнализации (обобщенный сигнал)	АПТС	-	1	
Неисправность в пожарной системе (обобщенный сигнал)	АПТС	-	1	
Неисправность в системе АСУ ТП (обобщенный сигнал)	АПТС	-	1	
Дополнительные сигналы АПТС				
Телесигнализация по данным мониторинга трансформаторного оборудования ПС – Т-1(2)				
Уровень масла ниже критического	АПТС	-	2	
Авария системы охлаждения	АПТС	-	2	
Дополнительные параметры для целей ДУ				
Неисправность (неготовность) Разъединителя	АПТС	10	10	

Параметры телеинформации		Направление передачи информации от АСУ ТП		Примечание
		РДУ	ЦУС	
		<i>Наименование</i>	<i>Наименование</i>	
Неисправность (неготовность) ЗН	АПТС	4*	18	* линейные ЗН
Неисправность РЗ	АПТС	11	23	* в РДУ не передаются
Неисправность СА	АПТС	1	2	
Неисправность ДЗО (Т-1, Т-2)	АПТС	2	2	
Неисправность РПН (Т-1, Т-2)	АПТС	2	2	
Положение двухпозиционного ключа управления (ключ выбора режима управления присоединением) – «местное»	ТС	6	6	Запрет ДУ
Положение двухпозиционного ключа управления (ключ выбора режима управления присоединением) – «дистанционное»	ТС	6	6	Разрешение ДУ
Положение программного ключа ДУ «Освобождено»	ТС	1	1	ДУ не осуществляется, возможен перевод ключа ДУ (захват ДУ) в любое положение
Положение программного ключа ДУ – «Объект»	ТС	1	1	Переключения осуществляются из АРМ Объекта
Положение программного ключа ДУ – «РДУ»	ТС	1	1	ДУ осуществляется из РДУ
Положение программного ключа ДУ – «ЦУС»	ТС	1	1	ДУ осуществляется из ЦУС
Неисправ. оперативной блокировки	АПТС	6	6	
Блокировка разъединителя	АПТС	10	10	
Блокировка заземляющего разъединителя	АПТС	4*	18	* линейные ЗН
Итого ТС по подстанции		202	308	
Команды ДУ				
Выключатель включить/отключить	ДУ	3	3	
Разъединитель включить/отключить	ДУ	10	10	
ЗН включить/отключить	ДУ	4*	18	* линейные ЗН
РПН прибавить/убавить (Т-1, Т-2)	ДУ	2	2	

Параметры телеинформации		Направление передачи информации от АСУ ТП		Примечание
		РДУ <i>Наименование</i>	ЦУС <i>Наименование</i>	
Перевести программный ключ ДУ в положение «РДУ»	ДУ	1		
Перевести программный ключ ДУ в положение «ЦУС»	ДУ		1	
Перевести программный ключ ДУ в положение «Освобождено»	ДУ	1	1	
Итого ТУ по подстанции		21	35	

5.3 Раздел ТЧКД «Перечень оборудования и материалов ПТК АСУ ТП»

5.3.1 Последовательность занесения данных о шкафах и оборудовании АСУ ТП

В таблицах ТЧКД следует применять следующую последовательность занесения информации по оборудованию:

1 Шкафы по классам напряжения основного оборудования:

1.1 шкафы, установленные в ОПУ (ЗРУ, КРУ и т.д.);

1.2 шкафы, устанавливаемые на ОРУ или в КРУЭ.

2 Общеподстанционные шкафы;

3 Дополнительное оборудование (испытательные и проверочные комплексы, мониторы, принтеры, ноутбуки, программное обеспечение и прочее) [3].

4 Программное обеспечение

5 Запасные части и резервные комплекты (включая ЗИП);

6 Кабельная продукция.

Помимо таблиц с требованиями к шкафам следует привести состав оборудования, ПО и материалов в рамках титула (в одной сводной таблице для формирования спецификации участником конкурса).

Рекомендуемый порядок формирования таблиц ТЧКД в части шкафов АСУ ТП:

1 Шкафы АСУ ТП (по убыванию классов напряжений):

1.1 Шкафы контролеров присоединения;

1.2 Шкафы измерительных преобразователей;

1.3 Шкафы наружной установки (ШПДС) если не предусмотрено в комплекте шкафов РЗА.

2 Общеподстанционное оборудование:

2.1 Шкафы серверного оборудования;

2.2 Шкафы сетевых коммутаторов;

2.3 Шкафы преобразователей сигналов и прочие обоснованные для установки проектом.

Количество и состав типовых и нетиповых шкафов наружной установки в установленном формате (Таблица 9).

Таблица 9 – Состав и объем поставки оборудования АСУ ТП

Класс напряжения, кВ	Общеподстанционные устройства/Присоединение	Код шкафа	Назначение	Количество	Место установки	Характеристики шкафа	Примечание	Предлагаемый к поставки типовой шкаф (заполняется поставщиком)
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Порядок заполнения таблицы:

Столбец 1 - класс напряжения согласно [ГОСТ Р 57382-2017](#) (6 кВ; 10 кВ; 15 кВ; 20 кВ; 35 кВ; 60 кВ; 110 кВ; 150 кВ; 220 кВ; 330 кВ; 500 кВ; 750 кВ);

Для общеподстанционных шкафов (таких как шкафы ШСО и др.) указывается «ПС».

Столбец 2 - наименование присоединения согласно данным проектной документации;

Столбец 3 - указывается код типового шкафа (Таблица 12) или наименование нетипового шкафа;

Столбец 4 - указывать общее назначение шкафа;

Столбец 5 - количество шкафов одного типа, предназначенных для одного присоединения;

Столбец 6 - место установки шкафа (ОПУ, ЗРУ, ЗРП, КРУ, КПЗ, насосная, ОРУ);

Столбец 7 - основные характеристики типового шкафа, в соответствии с Таблица 11;

Столбец 8 – указывается СТО с описанием типового шкафа, номер пункта ТЧКД, в котором указаны характеристики нетипового шкафа и при необходимости другая информация;

Столбец 9 - код типового шкафа с указанием производителя оборудования (**заполняется поставщиком оборудования на этапе подготовки конкурсной документации**) (Таблица 10)

Таблица 10 – Идентификаторы производителей шкафов/устройств

Производитель	АСУ ТП	НКУ
АО «ЧЭАЗ»	ЧЭАЗ	ЧЭАЗ
ООО «ИНБРЭС»	НБРС	-
ООО НПП «Бреслер»	БРСН	БРСН

ООО НПП «ЭКРА»	ЭКРА	ЭКРА
ООО «Прософт-Системы»	ПСАС	-
ООО «Релематика»	РЛМК	РЛМК
ООО «УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС»	УЭСА	-
ООО «ЭнергопромАвтоматизация»	ЭПСА	-
ООО «Юнител Инжиниринг»	ЮИАС	ЮИВК
ООО ПиЭлСи Технолоджи	ПЛСТ	
АО РТСофт	РТСТ	

Примечание – Список идентификаторов ведется и дополняется по обращению производителей в Департамент релейной защиты, метрологии и АСУ ТП ИА ПАО «ФСК ЕЭС».

Пример заполнения таблицы приведен в разделе 7.

5.3.2 Основные характеристики типовых шкафов АСУ ТП

Архитектуры построения ПС отличаются способом организации обмена информацией как между устройствами/системами автоматизации подстанций, так и между устройствами РЗА/АСУ ТП и основным оборудованием ПС.

Основные параметры типовых шкафов АСУ ТП в зависимости от архитектуры построения ПС (см. Таблица 11).

Таблица 11 – Основные характеристики шкафа АСУ ТП

Архитектура ПС	Цепи тока	Цепи напряжения	Напряжение питания
I, II	Указывается номинальное значение вторичных цепей тока (1 А/ 5 А) для каждого токового входа типового шкафа отдельно	Указывается номинальное значение вторичных цепей напряжения, подключаемых к типовому шкафу (U_L , $3U_0$, $U_{шон}$ и др)	Указывается номинал для питания устройств и цепей обычно 220 В постоянного напряжения
III	Указывается номинальное значение вторичных цепей тока (1 А/ 5 А) для каждого токового входа только для ШПАС ТТ.	Указывается номинальное значение вторичных цепей напряжения, подключаемых только к ШПАС ТН (U_L , $3U_0$, $U_{шон}$ и др)	Указывается номинал для питания устройств и цепей обычно 220 В постоянного напряжения

В дополнение к Таблице Таблица 11 в данном разделе указываются ссылки на разделы ПД (СОПТ и собственные нужды) в части учета в шкафах вторичной коммутации точек подключения цепей питания шкафов АСУ ТП.

5.3.3 Правила представления типовых шкафов АСУ ТП

Не допускается вносить изменения в конструкцию и характеристики типовых шкафов АСУ ТП.

Если в проекте применяются шкафы, не относящиеся к типовым (Таблица 12), не описаны в стандартах Общества, для каждого нетипового

шкафа формируется ссылка на раздел проектной документации (ПД), в котором указываются основные характеристики нетиповых шкафов, в том числе: тип архитектуры построения ПС, наименование шкафа, наименование элемента управления, основные функции шкафа (ИЭУ), количество и характеристики вводов питания, таблицы входных и выходных сигналов и измерений (дискретные, GOOSE, MMS, SV – в зависимости от выполняемых задач шкафа), ряды зажимов, перечень основных компонентов шкафа, основные параметры функций ИЭУ, структурно-функциональная схема шкафа, эскизы шкафа.

5.3.4 Перечень типовых шкафов АСУ ТП

При указании в таблицах ТЧКД типовые шкафы АСУ ТП должны соответствовать серии стандартов. Изменять технические характеристики, шифры и состав типовых шкафов не допускается.

Таблица 12– Перечень типовых шкафов АСУ ТП

Архитектура	Код	Назначение
Типовые шкафы контроллеров присоединений (СТО 56947007-33.040.20.291-2019)		
II	ШКП - 1	обмен информацией с ШПДС, МП устройствами уровня присоединения, реализации алгоритмов ОБР, передача информации на подстанционный уровень, представление информации персоналу (отображение мнемосхем присоединений на панелях управления с возможностью управления)
III	ШКП - 2	обмен информацией с ШПДС, МП устройствами уровня присоединения, реализации алгоритмов ОБР, передача информации на подстанционный уровень, представление информации персоналу (отображение мнемосхем присоединений на панелях управления с возможностью управления)
Типовые шкафы серверного оборудования (СТО 56947007-33.040.20.289-2019)		
I, II, III	ШСО-1 (основной)	сбор информации с МП устройств, централизованное хранение информации, обработка информации, передачи информации в диспетчерские центры, представление информации персоналу в виде экранов процессов, таблиц, графиков и т.д.
I, II, III	ШСО-2 (резервный)	сбор информации с МП устройств, централизованное хранение информации, обработка информации, передачи информации в диспетчерские центры, представление информации персоналу в виде экранов процессов, таблиц, графиков и т.д.
Типовые шкафы измерительных преобразователей (СТО 56947007- 33.040.20.292-2019)		
I, II	ШИП 1	измерение значений всех параметров трехфазного переменного тока 1 присоединения подстанции
I, II	ШИП 2	измерение значений всех параметров трехфазного переменного тока 2 присоединений подстанции

Типовые шкафы сетевого оборудования (СТО 56947007-33.040.20.290-2019)		
I, II, III	ШСК X1-X2-X3-X4-X5.Y1-X6-X7.Y2	<p>обеспечение взаимосвязи между микропроцессорными электронными устройствами подстанции, создание подстанционной ЛВС (шины станции, шины процесса), обеспечения синхронизации устройств (X7=1 или 2)</p> <p>X1 - Количество коммутаторов на 24 порта для подключения внешних устройств: 1..5 X2 - Количество устройств RedBox: 0, 1 X3 - Количество коммутаторов для RedBox: 0, 1 X4 - Количество сетевых экранов: 0, 1 X5 - Количество оптических кроссов на 12 кассет: 0, 1 Y1 - Общее количество кассет на 8 портов: 1..12 X6 - Подключаемые устройства: - 1 - МЭК 61850-8-1; - 2 - МЭК 61850-9-2; - 3 - МЭК 61850-8-1 + 9-2. X7 - Количество серверов единого времени: 0..2 Y2 - Количество PPS портов</p>
II (пример: максимальная комплектация)	ШСК 4-1-1-1-1.12-1-2.1	Шкаф сетевой коммутации с четырьмя коммутаторами и двумя серверами СОЕВ. Подключение устройств по МЭК 61850-8-1
III (пример: максимальная комплектация)	ШСК 5-1-1-1-1.12-3-1.0	Шкаф сетевой коммутации с пятью коммутаторами и одним сервером СОЕВ. Подключение устройств по МЭК 61850-8-1 + 9-2

5.3.5 Перечень шкафов. Пример.

В разделе 7 представлен пример ПС (Схема ИТС) и перечень шкафов РЗА, АСУ ТП для данной схемы. Перечень составлен в соответствии с требованиями пункта 5.3.1. настоящего стандарта.

Перечень ПО, проверочного оборудования, материалов и ЗИП к ПТК составляется индивидуально для конкретного конкурса, руководствуясь рекомендациями производителя ПТК и актуальных редакций нормативных документов, в том числе указанных в Библиографии СТО и «Перечня нормативных документов» ТЧКД

5.4 Раздел ТЧКД «Состав и содержание работ по созданию системы»

В разделе представляется перечень и объем работ по АСУ ТП выполняемых помимо оборудования в рамках конкурса. В формате следующей таблицы

Таблица 13 – Перечень работ и услуг (пример заполнения)

№ п/п	Наименование работ и услуг
1	Разработка рабочей документации, разработка прикладного ПО
2	Проведение заводских приемо-сдаточных испытаний на полигоне Поставщика

3	Поставка оборудования на объект
4	Монтаж ПТС и оборудования АСУ ТП
5	Наладка АСУ ТП
6	Проведение комплексных испытаний и сдача АСУ ТП в эксплуатацию
7	Проведение проверки Дистанционного управления ПС из ЦУС и ДС (указать конкретные центры управления подстанцией) включая проверку АПП
8	Комплекс мероприятий по метрологическому обеспечению АСУ ТП (с конкретизацией видов работ в разделе Требования к метрологическому обеспечению)
9	Обучение персонала Заказчика на предприятии Поставщика и на объекте
10	Гарантийное обслуживание
11	Послегарантийное обслуживание (в рамках отдельного договора)

Перечень работ не окончательный, допустимо добавление, удаление и изменение указанных в таблице работ и услуг применимо к конкретному конкурсу.

Кроме того, в данном разделе должны быть приведены ссылки на тома и пункты ПД, касающиеся подготовки помещений под установку оборудования АСУ ТП в части общестроительных работ (устройство фальшполов, обеспыливание, решения по подводу кабеля, установка закладных, монтаж антенн и датчиков и т.п.), вентиляции и кондиционированию (установка кондиционеров, приточно-вытяжной вентиляции и т.п.) или должно быть прямо указано, что такие работы не предусмотрены.

5.5 Раздел ТЧКД «Состав технической и эксплуатационной документации»

Подрядчик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке в составе, необходимом для монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

Таблица 14 – Состав технической, исполнительной и эксплуатационной документации

№ п/п	Наименование документации	формат
1.	Исполнительные схемы, в том числе структурные схемы ЛВС и ПТК (предоставляются в редактируемом виде, предпочтительно в формате MS Visio);	электронный pdf, vsd(dwg)
2.	Перечни дискретных и цифровых, входных и выходных, логических, первичных и дорасчетных сигналов, сигналов измерений и управления формируемых, передаваемых и получаемых в ПТК АСУ ТП (предоставляются в редактируемом табличном формате, предпочтительно MS Excel);	электронный xls, pdf
3.	Протоколы наладки шкафов АСУ ТП, системы гарантированного питания;	

4.	Протоколы измерений, проводившихся в процессе монтажных и наладочных работ (рефлектограммы ВОК АСУ ТП и прочие);	бумажный, электронный pdf
5.	Протоколы комплексных испытаний	
6.	Согласованные Формуляры приема передачи информации в ЦУС и ДЦ (указываются конкретные пункты управления ПС);	
7.	Программы проверки ДУ, Акты и протоколы, подтверждающие работу функционала дистанционного управления и передачу в ЦУС и ДЦ (указываются конкретные пункты управления) оперативной и неоперативной технологической информации;	
8.	Акт приемки в эксплуатацию;	
9.	Акт о проведении приёмосдаточных испытаний оборудования АСУ ТП;	
10.	Паспорта на оборудование АСУ ТП;	бумажный, электронный
11.	Заводская документация;	бумажный, электронный
12.	Комплект ПО с инструкциями	электронный
13.	Руководства пользователя	электронный
14.	Руководства по эксплуатации	электронный
15.	Инструкции для пользователей АРМ	электронный
16.	Комплект документации по МО	п. 5.6.4

Перечень допускается корректировать (дополнять, удалять, изменять формулировку, форматы) в каждом конкретном конкурсе, в зависимости от объемов титула (создание, модернизация ПТК).

5.6 Раздел ТЧКД «Требования к метрологическому обеспечению»

Порядок организации и состав работ в части метрологического обеспечения АСУ ТП на этапах проектирования, монтажа, наладки и ввода в эксплуатацию должен осуществляться в соответствии с требованиями [СТО 56947007-29.240.126-2012](#) «Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ПАО «ФСК ЕЭС».

Раздел ТЧКД «Требования к метрологическому обеспечению» должен содержать представленные ниже подразделы.

5.6.1 Требования к характеристикам ИП АСУ ТП.

Требования к характеристикам ИП АСУ ТП (в соответствии с согласованными проектными решениями) указываются в табличной форме с перечислением измеряемых параметров и перечислением шифра ШИП и номера ИП (если проектными решениями определены разные требования к МХ разных ИП).

Таблица 15 – Требования к характеристикам ИП АСУ ТП для измерения режимных параметров (пример заполнения)

Шифр ШИП	№ ИП (указываются через запятую)	Характеристика или измеряемый параметр (согласно таблиц сигналов ШИП ТЧКД)	Требуемое значение	Примечание
			Значение предела допускаемой основной погрешности, ед. изм.	Вид погрешности (δ , γ , Δ) ¹⁾
		Метрологические характеристики:		
		Основные параметры		
		Ток фазный	$\pm 0,2 \%$	γ ²⁾
		Напряжение фазное	$\pm 0,5 \%$	γ ³⁾
		Напряжение линейное	$\pm 0,5 \%$	γ ³⁾
		Активная мощность	$\pm 0,5 \%$	γ ⁴⁾
		Реактивная мощность	$\pm 0,5 \%$	γ ⁴⁾
		Коэффициент мощности	<i>не норм.</i>	
		Частота	$\pm 0,001$ Гц	Δ
		Дополнительные параметры (ККЭ)	<i>(по аналогии с основными)</i>	
			
		Диапазон измерений тока	<i>от $0,05I_{ном}$ до $0,1I_{ном}$</i>	
		Диапазон измерений напряжения	<i>от $0,8U_{ном}$ до $1,2U_{ном}$</i>	
		Диапазон измерения частоты, Гц	<i>от 47,5 до 52,5</i>	
		Дополнительная погрешность	<i>Суммарная дополнительная погрешность в рабочих условиях эксплуатации не должна превышать половины основной погрешности</i>	
		Технические характеристики:		
		Межповерочный интервал, мес.	<i>48 (допускаемый) 96 (предпочтительный)</i>	
		Номинальный ток, А	<i>1</i>	
		Нормальные условия эксплуатации (температура воздуха)	<i>от плюс ___ до плюс ___ °С</i>	
		Рабочие условия эксплуатации (температура воздуха)	<i>от минус ___ до плюс ___ °С</i>	

		Наличие действующего свидетельства о поверке	да	
		Комплект поставки	-паспорт, -свидетельство о поверке, -сервисное ПО, -методика поверки, -руководство по эксплуатации, и т.д.	
		Иные характеристики (определенные при проектировании)		
<p>1) виды погрешности: δ – относительная, γ - приведенная, Δ – абсолютная; 2) в качестве нормирующего значения принимается $I_{ном}$ (номинальный ток вторичной обмотки ТТ - 1 или 5 А; 3) в качестве нормирующего значения принимается $U_{ном}$ (номинальное напряжение вторичной обмотки ТН); 4) в качестве нормирующего значения принимается $U_{ном} \cdot I_{ном}$</p>				

Таблица 16 – Требования к характеристикам ИП АСУ ТП для измерения технологических параметров с входным унифицированным сигналом постоянного тока (пример заполнения)

Шифр ШИП	№ ИП (указываются через запятую)	Характеристика или измеряемый параметр (согласно таблиц сигналов ШИП ТЧКД)	Требуемое значение	Примечание
			Значение предела допускаемой погрешности, ед. изм.	Вид погрешности (δ, γ, Δ) ¹⁾
		Метрологические характеристики:		
		Предел допускаемой погрешности	$\pm 0,2 \%$	γ ²⁾
		Входной сигнал	(4 – 20) мА	
		Дополнительная погрешность:	Суммарная дополнительная погрешность в рабочих условиях эксплуатации не должна превышать половины основной погрешности	
		Технические характеристики:		
		Межповерочный интервал, мес.	48 (допускаемый) 96 (предпочтительный)	
		Наличие действующего свидетельства о поверке	да	
		Нормальные условия эксплуатации	от плюс __ до плюс __ °С	

	(температура воздуха)		
	Рабочие условия эксплуатации (температура воздуха)	<i>от минус __ до плюс __ °C</i>	
	Комплект поставки	- паспорт, - свидетельство о поверке, - сервисное ПО, - методика поверки, - руководство по эксплуатации, и т.д.	
	Иные характеристики (определенные при проектировании)		
1) виды погрешности: δ – относительная, γ - приведенная, Δ – абсолютная; 2) в качестве нормирующего значения принимается диапазон входного сигнала (4 – 20) мА (т.е. 16 мА).			

5.6.2 Требования к эталонному и вспомогательному оборудованию для МО АСУ ТП.

Раздел заполняется, если в соответствии с согласованными проектными решениями предусмотрена поставка эталонного и вспомогательного оборудования для МО АСУ ТП. Требования к оборудованию указываются в табличной форме с перечислением основных технических и метрологических характеристик (конкретные требования могут определяться по результатам закупки ИП АСУ ТП).

Таблица 17 – Требования к характеристикам эталонного и вспомогательного оборудования (пример заполнения)

№ п/п	Наименование / назначение, количество	Характеристика или измеряемый параметр	Требуемое значение	Примечание	
			Значение предела допускаемой погрешности, ед. изм.	Вид погрешности (δ , γ , Δ) ¹⁾	
Средства калибровки (эталонное оборудование)					
Метрологические характеристики:					
	Калибратор (установка, и т.п.)	Указываются параметры в соответствии Таблица 15 и Таблица 16			
Технические характеристики:					
		Межповерочный интервал, мес.			
		Наличие действующего свидетельства о поверке	<i>да</i>		
		Нормальные условия эксплуатации (температура воздуха)	<i>от плюс __ до плюс __ °C</i>		

		Рабочие условия эксплуатации (температура воздуха)	<i>от минус $\frac{\delta}{\sigma C}$ до плюс $\frac{\gamma}{\sigma C}$</i>	
		Габаритные размеры		
		Масса, кг		
		Комплект поставки	<i>- паспорт, - свидетельство о поверке, - сервисное ПО, - методика поверки, - руководство по эксплуатации, и т.д.</i>	
		Иные характеристики (определенные при проектировании)		
Вспомогательное оборудование или устройства:				
	Ноутбук	Технические характеристики:		
1) виды погрешности: δ – относительная, γ – приведенная, Δ – абсолютная.				

5.6.3 Комплекс работ по метрологическому обеспечению АСУ ТП

Перечисляется перечень видов работ по метрологическому обеспечению АСУ ТП, выполняемых на этапах проектирования, монтажа, наладки и ввода в эксплуатацию, в соответствии с принятыми проектными решениями в объеме титула, а также требования к организациям, выполняющим работы по метрологическому обеспечению АСУ ТП в соответствии с требованиями [СТО 56947007-29.240.126-2012](#) «Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ПАО «ФСК ЕЭС», [СТО 56947007-25.040.40.226-2016](#) Общие технические требования к АСУ ТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам.

Таблица 18 – Перечень работ по МО АСУ ТП

№ п/п	Вид работ	Кол-во ТТ/ ТН/ измерительных комплексов, шт.*
1	Измерение вторичной нагрузки ТТ	<i>Кол-во ТТ</i>
2	Измерение вторичной мощности ТН	<i>Кол-во ТН</i>
3	Измерение потерь напряжения в линии «ТН-ИП АСУ ТП»	<i>Кол-во ИП</i>
4	Калибровка измерительных каналов измерительных комплексов	<i>Кол-во измерительных комплексов</i>
5	Разработка Методики измерений АСУ ТП	<i>Кол-во измерительных комплексов</i>
6	Разработка Методики калибровки АСУ ТП	<i>Кол-во измерительных комплексов</i>
	*-определяется объемами титула	

5.6.4 Комплект документации по МО АСУ ТП

Перечисляется перечень документов по метрологическому обеспечению АСУ ТП, передаваемых в структурное подразделение метрологического

обеспечения филиала по результатам создания АСУ ТП в объеме титула, в соответствии с требованиями [СТО 56947007-29.240.126-2012](#) «Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ПАО «ФСК ЕЭС», [СТО 56947007-25.040.40.226-2016](#) Общие технические требования к АСУ ТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам.

Таблица 19 – Перечень документов по МО АСУ ТП

№ п/п	Наименование документа	Кол-во, шт.
1	Заводской паспорт на ИП АСУ ТП (со знаком поверки (при наличии в паспорте))	<i>Кол-во ИП АСУ ТП¹⁾</i>
2	Свидетельство о поверке АСУ ТП (при отсутствии знака поверки в паспорте)	<i>Кол-во ИП АСУ ТП¹⁾</i>
3	Сертификаты калибровки измерительных комплексов	<i>Кол-во ИП АСУ ТП¹⁾</i>
4	Методика измерений АСУ ТП (или дополнение) ²⁾	<i>1</i>
5	Методика калибровки АСУ ТП (или дополнение) ²⁾	<i>1</i>
6	Методика поверки ИП АСУ ТП	<i>В электронном и бумажном виде (1 на группу однотипных ИП)</i>
7	Руководство по эксплуатации ИП АСУ ТП	<i>В электронном и бумажном виде (1 на 10 шт. однотипных ИП)</i>
	1)определяется объемами титула, 2)по титулам расширения, модернизации АСУ ТП	

6 Основные положения по выполнению ТЧКД РЗА

ТЧКД формируется на основе данных цифрового проектирования энергообъектов с использованием программного средства «Электронный каталог типовой проектной документации по РЗА и АСУ ТП». ТЧКД для шкафов РЗА состоит из перечня типовых и нетиповых шкафов, шкафов ПА и УПАСК.

6.1 Раздел ТЧКД «Перечень нормативных документов».

В разделе указывается перечень действующих на момент формирования ТЧКД редакций нормативных документов которым должен соответствовать шкаф устройства РЗА, реализуемый в рамках конкурса в следующей последовательности: государственные НПА, отраслевые, СТО, Приказы, Распоряжения, информационные письма, прочие документы.

В рамках формирования ТЧКД целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

6.2 Раздел ТЧКД «Технические требования к РЗА»

В разделе приводится перечень защищаемого основного оборудования и тип архитектуры построения ПС, организация питания устройств РЗА по цепям оперативного тока, указания на план расположения оборудования и перечень помещений в здании ОПУ, план расположения оборудования в ЗРУ, схемы распределения по ТТ и ТН устройств ИТС и схемы организации цепей ТН, приведенные в графической части ТЧКД. Размещение и условия эксплуатации устройств РЗА, перечень нормативных документов.

Защищаемый объекты представляется в виде перечня оборудования, подлежащего оснащению устройствами РЗА и перечнем основных функций устройств РЗА.

Таблица 20 – Состав защищаемого оборудования и функций РЗА

№ п/п	Присоединение (элемент схемы)	Вариант исполнения	Состав защит (указываются только используемые для защиты данного присоединения функции)
1.	Трансформатор 110-220 кВ мощностью менее 63 МВА	Подключение Т к РУ ВН через один выключатель. Схемы РУ № 9, 12, 13, 13Н, 14; ошиновка НН	ДЗТ, ДЗО НН, Резервные защиты, АУВ В СН, МТЗ ввода СН (для трех-обмоточного Т), АУВ В ВН
2.	Трансформатор 110-220 кВ мощностью 63 МВА и более	Подключение Т к РУ ВН через один выключатель. Схемы РУ №9, 12, 13, 13Н, 14; ошиновка НН	ДЗТ (2 комплекта), ДЗО НН, АУВ В ВН, резервные защиты, АУВ В СН, МТЗ ввода СН (для трех-обмоточного Т), АППож для $S \geq 200$ МВА
3.	Трансформатор 110-220 кВ мощностью 63 МВА и более	Подключение Т к РУ ВН через два выключателя. Схемы РУ № 6Н, 7, 8, 9АН	ДЗТ (2 комплекта), ДЗО НН, резервные защиты (2 комплекта), ДЗО ВН, АУВ В1 ВН, АУВ В2 ВН, АУВ В СН, МТЗ ввода СН (для трех-обмоточного Т), АППож для $S \geq 200$ МВА
4.	Трансформатор 110-220 кВ мощностью 63 МВА и более	Подключение Т к РУ ВН через два выключателя. Схема РУ №12Н; ошиновка НН	ДЗТ, ДЗО НН, резервные защиты (2 комплекта), АУВ В1 ВН, АУВ В2 ВН (2 комплекта), АУВ В СН, МТЗ ввода СН (для трех- обмоточного Т), АППож для $S \geq 200$ МВА
5.	Трансформатор 110-220 кВ мощностью 63 МВА и более	Подключение Т к РУ ВН через один выключатель. Схемы РУ №9, 12, 13, 13Н, 14; ошиновка НН1, НН2	ДЗТ (2 комплекта), ДЗО НН, АУВ В ВН, резервные защиты, АППож для $S \geq 200$ МВА
6.	Автотрансформатор 220 кВ	Подключение АТ к РУ ВН, СН через один выключатель. Схемы РУ №9, 12, 13, 13Н, 14; ошиновка НН	ДЗТ, ДЗО НН, АУВ В ВН, АУВ В СН (2 комплекта), Резервные защиты ВН, СН, АППож для $S \geq 200$ МВА
7.	Автотрансформатор 220 кВ	Подключение АТ к РУ ВН, СН через два выключателя. Схемы РУ №6Н, 7, 8, 9АН, 17	ДЗТ, ДЗО НН (2 комплекта), Резервные защиты ВН, СН, ДЗО ВН, АУВ В1 ВН, АУВ В2 ВН, ДЗО СН, АУВ В1 СН, АУВ В2 СН, АППож для $S \geq 200$ МВА
8.	Автотрансформатор 220 кВ	Подключение АТ к РУ ВН, СН через два выключателя. Схема РУ ВН №9Н; Схемы РУ СН №6Н, 7, 8, 9АН, 17	ДЗТ, ДЗО НН (2 комплекта), Резервные защиты ВН, СН, ДЗО ВН, АУВ В1 ВН, АУВ В2 ВН, ДЗО СН, АУВ В1 СН, АУВ В2 СН, Резервные защиты СВ ВН, АППож для $S \geq 200$ МВА
9.	Автотрансформатор 330-750 кВ	Подключение АТ к РУ ВН (500, 750 кВ), через два	ДЗТ, ДЗО НН (2 комплекта), КИВ ВН, КИВ СН, Резервные защиты ВН, СН, ДЗО ВН, АУВ В1 ВН, АУВ В2

		выключателя. Схемы РУ ВН №6Н, 7, 17; Подключение АТ к РУ СН (330, 220 кВ), через два выключателя. Схемы РУ СН №6Н, 7, 8, 9АН, 17; Ошиновка НН	ВН (2 комплекта), ДЗО СН, АУВ В1 СН, АУВ В2 СН (2 комплекта), АППож для $S \geq 200$ МВА $S \geq 200$ МВА или $U \geq 500$ кВ
10.	Автотрансформатор 330-750 кВ	Подключение АТ к РУ ВН (500, 750 кВ), через два выключателя. Схемы РУ ВН №6Н, 7, 17; подключение АТ к РУ СН (220 кВ), через два выключателя. Схема РУ СН №9Н; ошиновка НН	ДЗТ, ДЗО НН (2 комплекта), КИВ ВН, КИВ СН, Резервные защиты ВН, СН, ДЗО ВН, АУВ В1 ВН, АУВ В2 ВН (2 комплекта), ДЗО СН, АУВ В1 СН, АУВ В2 СН (2 комплекта), Резервные защиты СВ ВН, АППож для $S \geq 200$ МВА $S \geq 200$ МВА или $U \geq 500$ кВ
11.	Автотрансформатор 330-750 кВ	Подключение АТ к РУ ВН (500, 750 кВ), через два выключателя. Схемы РУ ВН №6Н, 7, 17; подключение АТ к РУ СН (220 кВ), через два выключателя. Схема РУ СН №12Н; ошиновка НН	ДЗТ, ДЗО НН (2 комплекта), КИВ ВН, КИВ СН, Резервные защиты ВН, СН, ДЗО ВН, АУВ В1 ВН, АУВ В2 ВН (2 комплекта), АУВ В1 СН, АУВ В2 СН (2 комплекта), АППож для $S \geq 200$ МВА $S \geq 200$ МВА или $U \geq 500$ кВ
12.	Автотрансформатор 330-750 кВ	Подключение АТ к РУ ВН (500, 750 кВ). Схемы РУ ВН №15, 16; подключение АТ к РУ СН (330, 220 кВ), через два выключателя. Схемы РУ СН №6Н, 7, 8, 9АН, 17; ошиновка НН	ДЗТ, ДЗО НН (2 комплекта), КИВ ВН, КИВ СН, Резервные защиты ВН, СН, ДЗШ ВН (2 комплекта), АУВ В1 СН, АУВ В2 СН (2 комплекта), АППож для $S \geq 200$ МВА $S \geq 200$ МВА или $U \geq 500$ кВ
13.	ЛЭП 110 – 220 кВ	с двухсторонним питанием с одним выключателем без перевода на ОСШ	ДЗЛ+СЗ РС (ДФЗ+СЗ РС или НВЧЗ+СЗ РС) (1 или 2 комплекта), КСЗ (РС), ЗНР, АПВ, АУВ, УРОВ, ОМП, РАС
14.	ЛЭП 110 – 220 кВ	с односторонним питанием с одним выключателем	КСЗ (РС), ЗНР, АПВ, АУВ, УРОВ, ОМП, РАС
15.	ЛЭП 110 – 220 кВ	с двухсторонним питанием с одним выключателем и переводом на ОСШ	ДЗЛ+СЗ РС (ДФЗ+СЗ РС или НВЧЗ+СЗ РС) (1 или 2 комплекта), КСЗ (РС), АУВ, АПВ, ЗНР, УРОВ, ОМП, РАС

16.	ЛЭП 110 – 220 кВ	с двухсторонним питанием с двумя выключателями	ДЗЛ+СЗ РС (ДФЗ+СЗ РС или НВЧЗ+СЗ РС) (1 или 2 комплекта), КСЗ (РС), ЗНР, АПВ В1, АПВ В2, АУВ В1, АУВ В2, УРОВ В1, УРОВ В2, ОМП, РАС
17.	ЛЭП 330 – 750 кВ		ДЗЛ+СЗ РС (ДФЗ+СЗ РС), КСЗ РС, ТЗО, ЗНР, ОАПВ В1, ОАПВ В2, УТАПВ В1, УТАПВ В2, ТАПВ В1, ТАПВ В2, АУВ В1, АУВ В2, УРОВ В1, УРОВ В2, ОМП, РАС (по 2 комплекта).
18.	ОВ 110 – 220 кВ		КСЗ, ОМП, УРОВ, АПВ, АУВ, РАС
19.	СВ 110 – 750 кВ		КСЗ, ЗНР, АОДС, УРОВ, АПВ, АУВ, РАС
20.	Шины 110 – 220 кВ	с жесткой и управляемой фиксацией присоединений	ДЗШ, УРОВ, РАС
21.	Шины 330 – 750 кВ		ДЗШ, УРОВ, РАС
22.	Ошиновка 6 – 220 кВ		ДЗШ, УРОВ, РАС
23.	Ошиновка 110 – 220 кВ		ДЗШ, УРОВ, РАС
24.	Две ошиновки 6 – 220 кВ		ДЗШ, УРОВ, РАС
25.	Ошиновка 330 – 750 кВ		ДЗШ, УРОВ, РАС
26.	БСК 110 кВ и выше	Подключение к РУ через два выключателя	АУВ В1, АУВ В2, БНН, ДЗО, ДТЗ, ДТЗ НП, ЗВП, ЗМН, ЗНР, ЗНФ В1, ЗНФ В2, ЗПВГ, ЗПН, КЦТ, МТЗ ВН, РАС, ТЗНП ВН, ТЗНП НЕЙТР, ТЗОП ВН, УРОВ В1, УРОВ В2
27.	БСК 110 кВ и выше	Подключение к РУ через один выключатель	АПВ, АУВ, БНН, ДЗО, ДТЗ, ДТЗ НП, ЗВП, ЗМН, ЗНР, ЗНФ, ЗП ВГ, ЗПН, КСН, МТЗ ВН, РАС, ТЗНП ВН, ТЗНП НЕЙТР, ТЗОП ВН, УРОВ
28.	ШР, УШРП, УШРТ 110- 750 кВ	Подключение к РУ через два выключателя	АПВ В1, АПВ В2, АППож, АУВ В1, АУВ В2, АУР, БНН, ГЗ, ДЗО, ДЗР, ЗНР, ЗНФ В1, ЗНФ В2, КИ ГЗ, КИ НН, КИ ТЗ, КИВ, КОН МО, КОН ШР, КОР, КСН В1, КСН В2, КЦТ, МТЗ ВН, МТЗ КОР, МТЗ НН, МТЗ ОУР, ОАПВ, ПАВ, ПДЗР, РАС, РТПО, ТАПВ, ТЗ, ТЗНП ВН, ТЗНП КОР, ТЗНП НВ, ТЗОП ВН, ТЗОП КОР, ТКЗ ДЗ, УРОВ В1, УРОВ В2, УТАПВ
29.	ШР, УШРП, УШРТ 110-750 кВ	Подключение к РУ через один выключатель	АППож, АУВ, АУР, БНН НН, ГЗ, ДЗО, ДЗР, ЗНР, ЗНФ, ДЗР, КИВ, КИ ГЗ, КИ НН, КИ ТЗ, КОН МО, КОН ШР, МТЗ ВН, МТЗ КОР, МТЗ НН, МТЗ ОУР, ПДЗР, РАС, РТПО, ТЗ,

			ТЗНП ВН, ТЗНП КОР, ТЗНП НВ, ТЗОП ВН, ТЗОП КОР, ТКЗДЗ, УРОВ
30.	ШР, УШРП, УШРТ 330-750 кВ	Подключение к ЛЭП	АППож, АУВ, АУР, БНН НН, ГЗ, ДЗ, ДЗО(НН), ДЗР, ЗНР, ЗНФ, КИВ, КИ ГЗ, КИ НН, КИ ТЗ, КОН ШР, КОР), МТЗ, МТЗ ВН, МТЗ КОР, МТЗ НН, МТЗ ОУР, ПДЗР, РАС, РТПО, ТЗ, ТЗНП ВН, ТЗНП КОР, ТЗНП НВ, ТЗОП ВН, ТЗОП КОР, ТКЗ ДЗ, УРОВ
31.	ШР, УШРП, УШРТ 110 -330 кВ	Подключение к РУ с/без ОСШ через один выключатель	АППож, АУВ, АУР, БНН НН, ГЗ, ДЗО (НН), ДЗР, ЗНР, ЗНФ, КИВ, КИ ГЗ, КИ НН, КИ ТЗ, КОН ШР, КОР), МТЗ ВН, МТЗ КОР, МТЗ НН, МТЗ ОУР, ПДЗР, РАС, РТПО, ТЗ, ТЗНП ВН, ТЗНП КОР, ТЗНП НВ, ТЗОП ВН, ТЗОП КОР, ТКЗ ДЗ, УРОВ
32.	Вводной выключатель КРУ 6-35 кВ		МТЗ/У, ЛЗШ, ЗОП, УРОВ, ТК ЗДЗ, АУВ, АПВ, КП, РАС
33.	Отходящая линия 6-35 кВ	Для сети с изолированной, компенсированной, резистивной (высокоомный резистор) и комбинированной нейтралью	ДЗ, МФТО, МТЗ/У, НЗОЗЗ, ГСОЗЗ, ЗОП, УРОВ, АПВ, АУВ, КП, РАС
34.		Для сети с резистивной (низкоомный резистор) нейтралью	ДЗ, МФТО, МТЗ/У, ТЗНП, ЗОП, УРОВ, АПВ, АУВ, КП, РАС
35.	ТСН, ДГР 6-35 кВ, ТМП 10 кВ		МФТО, МТЗ/У, НЗОЗЗ, ГСОЗЗ, ЗОП, ГЗ, ТЗ, ЗП, УРОВ, АУВ, КП, РАС
36.	ТСН 6-35 кВ		МФТО, МТЗ/У, ТЗНП, ЗОП, ГЗ, ТЗ, ЗП, УРОВ, АУВ, КП, РАС
37.	Секционный выключатель 6-35 кВ		МТЗ/У, ЛЗШ, ЗОП, УРОВ, ТК ЗДЗ, АУВ, АВР, ВНР, КП, РАС
38.	Трансформатор напряжения 6-35 кВ		ЗМН, СЗЗ, КНН, КП, РАС
39.	Выключатель стороны 35 кВ АТ (Т)		МТЗ/У, ЛЗШ, ЗОП, УРОВ, АПВ, АУВ, РАС
40.	Линия электропередач 35 кВ		ДЗ, ТНЗНП, МФТО, МТЗ/У, НЗОЗЗ, ГСОЗЗ, ЗОП, УРОВ, АПВ, АУВ, РАС
41.	Трансформатор 20, 35 кВ мощностью		ДЗТ, ГЗ Т, ГЗ РПН, ТЗ, ЗП, ЗПО, РТПО, ТК ЗДЗ, РАС
42.	6,3 МВА и более		МТЗ/У, ГЗ Т, ГЗ РПН, ТЗ, ЗПО, ТК ЗДЗ, УРОВ ВН, АУВ ВН, РАС

43.	Трансформатор 35 кВ мощностью менее 6,3 МВА		МФО, МТЗ/У, ГЗ Т, ГЗ РПН, ТЗ, ЗП, ЗПО, РТПО, ТК ЗДЗ, УРОВ ВН, АУВ ВН, РАС
44.	Секционный выключатель 35 кВ		МТЗ/У, ЛЗШ, ЗОП, УРОВ, АВР, ВНР, АУВ, РАС
45.	Трансформатор напряжения 35 кВ		ЗМН, СЗЗ, КНН, РАС
46.	Шины 35кВ		ДЗШ, УРОВ, РАС

6.2.1 «Основные принципы построения и структура РЗА»

В разделе приводятся сведения о типе архитектуры построения ПС, видах защит, дополнительные данные, влияющие на состав и тип устройств РЗА.

6.2.2 «Основные технические требования к электропитанию устройств РЗА и источникам информации (данные о измерительных трансформаторах)

Основные параметры типовых шкафов РЗА в зависимости от архитектуры построения ПС.

Таблица 21 – Основные характеристики шкафа РЗА

Архитектура ПС	Цепи тока	Цепи напряжения	Напряжение питания
I, II	Указывается номинальное значение вторичных цепей тока (1 А/ 5 А) для каждого токового входа типового шкафа отдельно	Указывается номинальное значение вторичных цепей напряжения, подключаемых к типовому шкафу (U_L , $3U_0$, $U_{шон}$ и др)	Указывается номинал для питания устройств и цепей обычно 220 В постоянного напряжения
III	Указывается номинальное значение вторичных цепей тока (1 А/ 5 А) для ШПАС ТТ.	Указывается номинальное значение вторичных цепей напряжения, подключаемых к ШПАС ТН (U_L , $3U_0$, $U_{шон}$ и др)	Указывается номинал для питания устройств и цепей обычно 220 В постоянного напряжения

В дополнение к Таблице Таблица 20 в данном разделе указываются ссылки на разделы ПД (СОПТ и собственные нужды) в части учета в шкафах вторичной коммутации точек подключения цепей питания шкафов РЗА.

Основные параметры ВЧ аппаратуры и устройств УПАСК, устанавливаемые в типовые шкафы.

Таблица 22 – Основные характеристики ВЧ аппаратуры и устройств УПАСК

Аппаратура	ШЭТ с ВЧ приёмопередатчиком и УПАСК	ШЭТ ОВ	ШЭТ ЦС
Параметры, указываемые в примечание в таблице	1. Верхняя рабочая частота, кГц; 2. Выходная мощность ПРД, Вт (дБм); 3. Ширина полосы частот ПРД, в кГц; 4. Ширина полосы частот ПРМ, кГц 5. Чувствительность ПРМ, в мВ (дБм)	1. Длина волны SM ОВ, нм; 2. Выходная мощность ПРД, дБм 3. Чувствительность ПРМ, дБм	1. Интерфейс взаимодействия; 2. Скорость передачи данных

6.3 Раздел ТЧКД «Состав и объем поставки шкафов РЗА, комплектов РЗА КРУ и шкафов наружной установки».

6.4. В разделе приводится количество и состав типовых и нетиповых шкафов РЗА и комплектов РЗА КРУ, количество и состав типовых и нетиповых шкафов наружной установки в установленном формате (Таблица 23). Состав типовых и нетиповых шкафов РЗА для смежных объектов привести в отдельной таблице. Оборудование РЗА, устанавливаемое по разным концам линии, должно быть полностью совместимо.

Для каждого нетипового шкафа формируется ссылка на раздел проектной документации (ПД), в котором указываются основные характеристики нетиповых шкафов, в том числе: тип архитектуры построения ПС, наименование шкафа, наименование защищаемого элемента основной сети, наименование элемента управления, основные функции МП ИЭУ, функции ИТС в составе шкафа, количество вводов питания оперативного постоянного тока, количество цифровых портов ИЭУ, характеристики входных аналоговых измерений (только для I и II типа), входные SV потоки (только для III тип), входные дискретные сигналы (только для I типа), выходные дискретные воздействия (только для I и II типа), внутренние дискретные цепи (только для II и III типа), входные GOOSE сообщения (только для II и III типа), выходные GOOSE сообщения (только для II и III типа), функциональные клавиши ИЭУ со светодиодной индикацией, светодиодная сигнализация ИЭУ, дискретные сигналы, формируемые ИЭУ (только для I и II типа), дискретные сигналы, формируемые внешними устройствами, аналоговые значения, формируемые ИЭУ, команды управления от АСУ ТП, отчеты в АСУ ТП, ряды зажимов, перечень основных компонентов шкафа, основные параметры функций ИЭУ, структурно-функциональная схема шкафа.

Таблица 23 – Состав и объем поставки оборудования РЗА

Класс напряжения, кВ	Общеподстанционные устройства/Присоединение	Код шкафа	Назначение	Количество	Место установки	Характеристики шкафа	Примечание	Предлагаемый к поставки типовой шкаф (заполняется поставщиком)
1	2	3	4	5	6	7	8	9

6.3.1 Порядок заполнения таблицы

Столбец 1 - класс напряжения согласно [ГОСТ Р 57382-2017](#) (6 кВ; 10 кВ; 15 кВ; 20 кВ; 35 кВ; 60 кВ; 110 кВ; 150 кВ; 220 кВ; 330 кВ; 500 кВ; 750 кВ);

Для общеподстанционных шкафов (шкаф центральной сигнализации, СОПТ, УПАСК, и др.) указывается «ПС».

Столбец 2 - наименование присоединения согласно данным проектной документации;

Столбец 3 - указывается код типового шкафа или наименование нетипового шкафа;

Столбец 4 - указывать общее назначение шкафа (шкаф основных защит ЛЭП, Т, АТ, шкаф резервных защит ЛЭП, Т (АТ));

Столбец 5 - количество шкафов одного типа, предназначенных для одного присоединения;

Столбец 6 - место установки шкафа (ОПУ, ЗРУ, ЗРП, КРУ, КПЗ, насосная, ОРУ);

Столбец 7 - основные характеристики типового шкафа и ВЧ аппаратуры и устройств УПАСК (Таблица 22);

Столбец 8 – указывается СТО с описанием типового шкафа, номер приложения, в котором указаны характеристики нетипового шкафа и при необходимости другая информация;

Столбец 9 - код типового шкафа с указанием производителя оборудования (**заполняется поставщиком оборудования на этапе подготовки конкурсной документации**) (Таблица 24).

Таблица 24 – Идентификаторы производителей шкафов/устройств

Производитель	РЗА	УПАСК	НКУ
АО «ЧЭАЗ»	ЧЭАЗ	ЧЭАЗ	ЧЭАЗ
ООО «ИНБРЭС»	НБРС	НБРС	-
ООО НПП «Бреслер»	БРСН	БРСН	БРСН
ООО НПП «ЭКРА»	ЭКРА	ЭКРА	ЭКРА
ООО «Прософт-Системы»	ПСРЗ	ПСПК	-
ООО «Релематика»	РЛМК	РЛМК	РЛМК
ООО «УРАЛЭНЕРГОСЕРВИС»	УЭСР	УЭСР	-
ООО «ЭнергопромАвтоматизация»	ЭПСА	ЭПСА	-
ООО «Юнител Инжиниринг»	ЮИРЗ	ЮИПК	ЮИВК
АО РТСофт	РТСТ	РТСТ	

Примечание – Список идентификаторов ведется и дополняется по обращению производителей в Департамент релейной защиты, метрологии и АСУ ТП ИА ПАО «ФСК ЕЭС».

Код и назначение типовых шкафов РЗА формируется согласно актуальных редакций нормативных документов по типовым решениям, в том числе серий стандартов организации ПАО «ФСК ЕЭС» [10...32]. Пример заполнения таблицы приведен в разделе 7.

6.3.2 Последовательность занесения данных о шкафах РЗА

Рекомендуемый порядок формирования таблиц ТЧКД в части шкафов РЗА:

- 1 Шкафы защит присоединений ПС (по убыванию классов напряжений):
 - 1.1 шкафы РЗА отходящих линий (с учетом оборудования для передачи по ВОЛС и ВЧ);
 - 1.2 шкафы РЗА трансформаторов (авто-);
 - 1.3 шкафы РЗА БСК, ШР и УШР;
 - 1.4 шкафы РЗА сборных шин, ошиновок;
 - 1.5 шкафы РЗА шинных аппаратов;
 - 1.6 шкафы с трансформаторными датчиками тока для КИВ;
 - 1.7 шкафы организации цепей напряжения;
 - 1.8 шкафы, размещаемые на уровне процесса (полевой уровень):
 - шкафы наружной установки для маслonaполненного силового оборудования;
 - шкафы для цепей ТТ и ТН (ШПАС);
 - шкафы наружной установки для управления коммутационными аппаратами (ШПДС).
- 2 Общеподстанционное оборудование:
 - 2.1 шкафы пожаротушения маслonaполненного оборудования;
 - 2.2 типовые шкафы УПАСК;
 - 2.3 шкафы противоаварийной автоматики;
 - 2.4 оборудование ВЧ обработки;
 - 2.5 шкафы РАС, ОМП, ЦС.

6.4 Гарантийные обязательства

Гарантия на поставляемое оборудование и программное обеспечение должна распространяться не менее чем на 3 года с момента ввода (приобретение) устройств РЗА в эксплуатацию.

В период гарантийного срока Подрядчик должен за свой счет и в согласованные с Заказчиком сроки устранять выявленные дефекты в поставляемом оборудовании и программном обеспечении.

Производитель оборудования должен гарантировать поставку любых запасных частей, ремонт и/или замену любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания Гарантийного срока.

Кроме того, должны быть оговорены условия Подрядчика, на которых гарантия может быть продлена на более длительный срок.

6.5 Состав технической и эксплуатационной документации

Поставщик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с [ГОСТ 34.003-90](#), [ГОСТ 34.201-89](#), [ГОСТ 27300-87](#), СТО ПАО «ФСК ЕЭС» (дополнения к приказу № 473 от 26.12.2019) в составе, необходимом для проектирования, монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования, в том числе указанной в Таблица 25.

Таблица 25 – Виды документов и формы представления документов для шкафов

№	Документ	ШЭТ РЗА
1	Паспорт	бумажный
2	Руководство по эксплуатации, содержащее: <ul style="list-style-type: none"> - описание технических параметров (характеристик) ИЭУ в составе ШЭТ. Для устройств РЗА, в которых реализованы функции РЗ, должно указываться сведения о минимально необходимом сроке достоверного изменения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ; - описание принципов работы, технических характеристик, алгоритмов встроенных функций и их полные функционально-логические схемы, с описанием их функционирования и взаимодействия внутри ИЭУ; - принципиальные (полные) схемы; - инструкции по наладке, техническому обслуживанию и эксплуатации с указанием требований по периодичности, виду обслуживания и необходимому объему профилактических работ по каждому виду обслуживания; - срок службы ИЭУ в составе ШЭТ; - инструкцию по обновлению программного обеспечения с необходимым объемом проверочных работ при обновлении программного обеспечения; - инструкцию по параметрированию (конфигурированию) ИЭУ в составе ШЭТ; - описание типовых сигналов диагностики и рекомендации по действиям при их возникновении в процессе эксплуатации. 	электронный, pdf
3	Методика расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, в том числе включающая бланк уставок, содержащий перечень всех параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, предусмотренных организацией – изготовителем устройства РЗА, условия выбора каждого параметра настройки (уставки) и алгоритма функционирования устройства РЗА, типовые примеры их выбора. Для устройств РЗА, в которых реализованы функции РЗ, методика должна также содержать требования к измерительным трансформаторам тока, при выполнении которых обеспечивается	электронный, pdf

	правильная работа функций РЗ, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока	
4	Протокол заводских приемо-сдаточных испытаний	электронный, pdf
5	Полный бланк уставок	электронный, doc
6	Типовой протокол наладки с указанием пунктов, которые выполняются при том или ином виде технического обслуживания	электронный, pdf, doc
7	Схема принципиальная	электронный, pdf, dwg
8	Схема монтажная	электронный, pdf, dwg
9	Спецификация комплектности шкафа	бумажная
10	Файл описания возможностей каждого ИЭУ в составе шкафа	электронный, icd

6.6 Технические требования к контрольным кабелям

Поставляемая кабельная продукция должна соответствовать требованиям писем ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «ЦИУС ЕЭС» № ДГ/93/1262 от 30.06.2011 и № Ц0/ИД/639 от 14.10.2014 соответственно.

7 Пример заполнения таблиц ТЧКД для типовых шкафов РЗА и АСУ ТП

Пример схемы ИТС

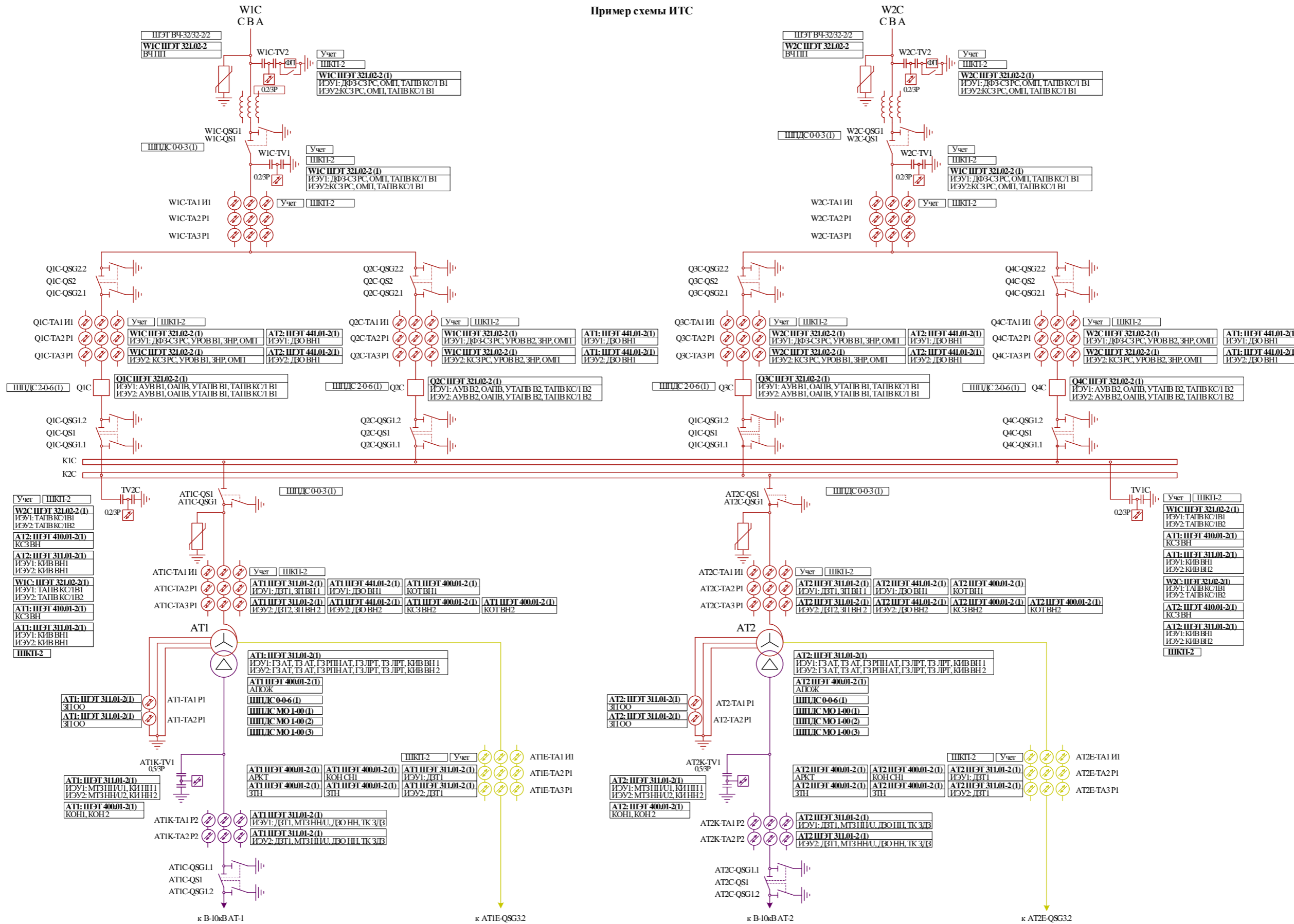


Таблица 26 - Таблица шкафов РЗА

Класс напряжения, кВ	Общеподстанционные устройства/Присоединение	Код шкафа	Назначение	Кол-во	Место установки	Характеристики шкафа	Примечания	Предлагаемый к поставке и типовой шкаф с указанием производителя
500	W1C	ШЭТ 321.02-2	Комплекс защит ДФЗ+СЗ (РС), КСЗ РС, УРОВ, АУВ ЛЭП 330 – 750 кВ	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШЭТ ВЧ-32/32-2/2-30-8-2-XXXX	Приемопередатчик по ВЧКС на 32 передаваемые и 32 принимаемые команды ЛЭП W1C	1	ОПУ	Нижняя граница полосы приема передачи, 220 кГц; Рабочих частот приема и передачи, 220 кГц; Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-0-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов W1C -QS1, W1C - QSG1	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
	Q1C	ШПДС 2-0-6	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов Q1C -QS2, Q1C - QSG2.2 Q1C -QSG2.1, Q1C	1	ОПУ	Питание 220 В DC		

			Q1C -QS1, Q1C - QSG1.2 Q1C -QSG1.1					
Q2C		ШПДС 2-0-6	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов Q2C -QS2, Q2C - QSG2.2 Q2C -QSG2.1, Q2C Q2C -QS1, Q2C - QSG1.2 Q2C -QSG1.1	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
W2C		ШЭТ 321.02–2	Комплекс защит ДФЗ+СЗ (РС), КСЗ РС, УРОВ, АУВ ЛЭП 330 – 750 кВ W2C	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШЭТ ВЧ-32/32-Х/Х-XXX-Х-2-XXXX	Приемопередатчик по ВЧКС на 32 передаваемые и 32 принимаемые команды ЛЭП W2C	1	ОРУ	Нижняя граница полосы приема передачи, 150 кГц; Рабочих частот приема и передачи, 150 кГц; Полоса передачи и приема, 2 кГц. Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-0-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов W2C -QS1, W2C - QSG1	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
Q3C		ШПДС 2-0-6	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		

			Q3C -QS2, Q3C - QSG2.2 Q3C -QSG2.1, Q3C Q3C -QS1, Q3C - QSG1.2 Q3C -QSG1.1					
	Q4C	ШПДС 2-0-6	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов Q4C -QS2, Q4C - QSG2.2 Q4C -QSG2.1, Q4C Q4C -QS1, Q4C - QSG1.2 Q4C -QSG1.1	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
	K1C	ШЭТ 441.01-2	Дифференциальная защита ошиновки 110 – 750 кВ, УРОВ, АУВ (два комплекта)	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
	K2C	ШЭТ 441.01-2	Дифференциальная защита ошиновки 110 – 750 кВ, УРОВ, АУВ (два комплекта)	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
	AT1	ШЭТ 311.01-2	Комплекс основных защит автотрансформатора 330-750 кВ и ошиновки 6-35 кВ, УРОВ, АУВ (два комплекта)	2	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШЭТ 410.01-2	Комплекс резервных защит	1	ОПУ	Питание 220 В DC		

			автотрансформатора 220-750 кВ					
		ШЭТ 400.01-2	АППож	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-0-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
	АТ2	ШЭТ 311.01-2	Комплекс основных защит автотрансформатора 330-750 кВ и ошиновки 6-35 кВ, УРОВ, АУВ (два комплекта)	2	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШЭТ 410.01-2	Комплекс резервных защит автотрансформатора 220-750 кВ	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШЭТ 400.01-2	АППож	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-0-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
220	W1E	ШЭТ 221.01-2	Комплекс защит ДФЗ+СЗ (РС), КСЗ РС, УРОВ, АУВ ЛЭП 110 – 220 кВ	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШЭТ ВЧ-32/32- Х/Х-XXX-Х-2- XXXX	Приемопередатчик по ВЧКС на 32 передаваемые и 32 принимаемые команды	1	ОПУ	Нижняя граница полосы приема передачи, 150 кГц; Рабочих частот приема и передачи, 150 кГц; Полоса передачи и приема, 2 кГц.		

						Питание 220 В DC		
		ШПДС 2-3-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-3-0	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПАС ОН	Шкаф с преобразователями аналоговых сигналов	1	ОРУ	U _н – 100В Питание 220 В DC		
W2E		ШЭТ 221.06-2	Комплекс защит ДЗЛ+СЗ РС (два комплекта), УРОВ, АУВ ЛЭП 110 – 220 кВ	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШЭТ ЦС-32/32-XXX-XXX-2-X-XXXX	Приемопередатчик по ЦСС на 32 передаваемые и 32 принимаемые команды	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 2-3-3	Шкаф выключателя и разъединителей	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-3-0	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПАС ОН	Шкаф с преобразователями аналоговых сигналов	1	ОРУ	U _н – 100В Питание 220 В DC		
W3E		ШЭТ 221.03-2	Комплекс защит ДЗЛ+СЗ РС, КСЗ РС, УРОВ, АУВ ЛЭП 110 – 220 кВ	1	ОРУ	Питание 220 В DC		

		ШЭТ ОВ-32/32-Х/Х-ХХ-Х/Х-ХХ- Х-2-XXXX	Приемопередатчик по ОВ на 32 передаваемые и 32 принимаемые команды	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 2-3-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-3-0	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПАС ОН	Шкаф с преобразователями аналоговых сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
W4E		ШЭТ 221.04-2	Комплекс защит КСЗ РС (два комплекта), УРОВ, АУВ ЛЭП 110 – 220 кВ	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШЭТ ЦС-32/32-ХХХ-ХХХ-2-Х-XXXX	Приемопередатчик по ЦСС на 32 передаваемые и 32 принимаемые команды	1	ОПУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 2-3-3	Шкаф выключателя и разъединителей	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-3-0	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПАС ОН	Шкаф с преобразователями аналоговых сигналов	1	ОРУ	Un – 100В Питание 220 В DC		
Q1ATE		ШЭТ 311-01-2	АУВ	1	ОПУ	Питание 220 В DC		

		ШПДС 2-3-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-3-0	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
Q2ATE		ШЭТ 311-01-2	АУВ	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 2-3-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-3-0	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
QC1E		ШЭТ 451.01-2	Комплект защит, УРОВ и АУВ шиносоединительного (секционного) выключателя	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
K1E		ШЭТ 240.01-2	Дифференциальная защита сборных шин 110 – 220 кВ, УРОВ	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-3-0	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-0-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
K2E		ШЭТ 240.01-2	Дифференциальная защита сборных шин 110 – 220 кВ, УРОВ	1	ОРУ	Питание 220 В DC		

		ШПДС 0-3-0	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
		ШПДС 0-0-3	Шкаф с преобразователями дискретных сигналов	1	ОРУ	Питание 220 В DC		
10	Q1АТК	ОЭТ 031.01-1	Комплект защит и автоматики вводного выключателя 6-35 кВ	1	КРУ	Питание 220 В DC		
	Q2АТК	ОЭТ 031.01-1	Комплект защит и автоматики вводного выключателя 6-35 кВ	1	КРУ	Питание 220 В DC		
	WxK	ОЭТ 121.01-1	Комплект защит и автоматики отходящей линии 6-35 кВ для сетей с изолированной, компенсированной, резистивной (высокоомный резистор) и комбинированной нейтралью	8	КРУ	Питание 220 В DC		
	K1K	ОЭТ 060.01-1	Комплект защит трансформатора напряжения 6-35 кВ	1	КРУ	Питание 220 В DC		
	K2K	ОЭТ 060.01-1	Комплект защит трансформатора напряжения 6-35 кВ	1	КРУ	Питание 220 В DC		
	QC1K	ОЭТ 051.01-1	Комплект защит и автоматики секционного выключателя 6-35 кВ	1	КРУ	Питание 220 В DC		

ПС	Общеподстанционные устройства	Шкаф РАС 1 нетиповой	РАС 500 кВ	1	ОПУ	Питание 220 В DC	ТОМ 1 ПД	
		Шкаф РАС 2 нетиповой	РАС 220 кВ	1	ОПУ	Питание 220 В DC	ТОМ 1 ПД	

Таблица 27 - Таблица шкафов АСУ ТП

Класс напряжения, кВ	Общеподстанционные устройства/Присоединение	Код шкафа	Назначение	Кол-во	Место установки	Характеристики шкафа	Примечания	Предлагаемый к поставки типовой шкаф с указанием производителя
		ШСО -1	сбор информации с МП устройств, централизованное хранение информации, обработка информации, передачи информации в диспетчерские центры, представление информации персоналу в виде экранов процессов, таблиц, графиков и т.д.	1 шт.	Серверная АСУ ТП	2 ввода питания 220 В DC, 2 ввода питания 220 В AC	СТО 56947007-33.040.20.28 9-2019	
		ШСО - 2	сбор информации с МП устройств, централизованное хранение информации, обработка информации, передачи информации в диспетчерские центры, представление информации персоналу в виде экранов процессов, таблиц, графиков и т.д.	1 шт.	Серверная АСУ ТП	2 ввода питания 220 В DC, 2 ввода питания 220 В AC	СТО 56947007-33.040.20.28 9-2019	
		ШСК 4-1-1-1-1.12-1-1.1	обеспечение взаимосвязи между микропроцессорными электронными устройствами подстанции, создание подстанционной ЛВС (шины	2шт.	Серверная АСУ ТП/ОПУ	Питание 220 В DC	СТО 56947007-33.040.20.29 0-2019	

			станции), обеспечения синхронизации устройств (X7=1). Подключение устройств по МЭК 61850-8-1.					
		ШСК 4-1-1-1-1.12-2-1.0	обеспечение взаимосвязи между микропроцессорными электронными устройствами подстанции, создание подстанционной ЛВС (шины процесса), обеспечения синхронизации устройств (X7=1). Подключение устройств по МЭК 61850-9-2.	2шт.	Серверная АСУ ТП/ОПУ	Питание 220 В DC	СТО 56947007-33.040.20.29 0-2019	
10		ШСК 4-1-1-1-1.12-1-0.1	обеспечение взаимосвязи между микропроцессорными электронными устройствами подстанции, создание подстанционной ЛВС (шины станции), Подключение устройств по МЭК 61850-8-1	1шт	КРУ	Питание 220 В DC	СТО 56947007-33.040.20.29 0-2019)	
500 кВ	W1C Q1C Q2C W2C Q3C Q4C K1C K2C AT1 AT2	ШКП-2	Обмен информацией с ШПДС, МП РЗА, ОБР, передача информации на подстанционный уровень, а так же представления информации персоналу (отображения мнемосхем присоединений на панелях управления с возможность управления).	1шт.	ОПУ	Питание 220 В DC	СТО 56947007-33.040.20.29 1-2019	
220 кВ	W1E W2E W2E W2E	ШКП-2	Обмен информацией с ШПДС, МП РЗА, ОБР, передача информации на подстанционный уровень, а так же представления информации	1шт.	ОПУ	Питание 220 В DC	СТО 56947007-33.040.20.29 1-2019	

	Q1ATE Q2ATE QC1E K1E K2E		персоналу (отображения мнемосхем присоединений на панелях управления с возможность управления). Цифровые вычисления ТИ шины процесса					
		Нетиповой ШПАС/ДС АСУ ТП	Шкаф преобразователей аналоговых и дискретных сигналов для смежных систем (метеостанций и прочих систем, не поддерживающих протоколы стандартов 61850 на ПС)	1 шт.	ОПУ	Питание 220 В DC	ТОМ x ПД (указываетс я ссылка на тома и листы тома РД описания шкафа)	

Библиография

1. [СТО 56947007-25.040.40.226-2016](#) Общие технические требования к АСУ ТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам, ПАО «ФСК ЕЭС».

2. МЭК 61131-3(2013) Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования (IEC 61131-3(2013) Programmable controllers - Part 3: Programming languages).

3. МЭК 62351-6(2020) Управление энергосистемами и связанный с ним обмен информацией. Безопасность данных и коммуникаций. Часть 6. Безопасность протоколов IEC 61850 ([IEC 62351-6 \(2020\)](#) Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 6: Security for IEC 61850).

4. МЭК 81346-2(2019) Промышленные системы, установки, оборудование и промышленная продукция. Принципы структурирования и кодированные обозначения. Часть 2. Классификация объектов и коды классов (IEC 81346-2(2019) Industrial systems, installations and equipment and industrial products - Structuring principles and reference designations - Part 2: Classification of objects and codes for classes).

5. Страница ресурсов UML™ OMG, электронный источник <http://www.omg.org/uml>.

6. Пространства имен в XML, W3C, по адресу <http://www.w3.org/TR/1999/REC-XML-имена-19990114>.

7. XML-схемы Часть 0: Пример, W3C, электронный источник <http://www.w3.org/TR/2001/REC-XMLSCHEMA-0-20010502>.

8. [СТО 56947007-29.240.10.248-2017](#) Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС), ПАО «ФСК ЕЭС».

9. [Правила устройства электроустановок \(ПУЭ\)](#): Глава 1.2. Электроснабжение и электрические сети (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 08.07.2002 № 204; Глава 1.9. Изоляция электроустановок (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 08.07.2002 № 204; Глава 2.5. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 20.05.2003 № 197; Глава 3.2. Релейная защита (Издание шестое) Приказ Минэнерго СССР от 30.05.1979; Глава 4.2. Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от [20.06.2003 № 242](#)).

10. [СТО 56947007-33.040.20.276-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА (авто)трансформаторов 110-750 кВ. Архитектура I типа, ПАО «ФСК ЕЭС».

11. [СТО 56947007-33.040.20.277-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА (авто)трансформаторов 110-750 кВ. Архитектура II типа, ПАО «ФСК ЕЭС».

12. [СТО 56947007-33.040.20.278-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА (авто)трансформаторов 110-750 кВ. Архитектура III типа, ПАО «ФСК ЕЭС».

- 13.[СТО 56947007-33.040.20.279-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА шунтирующих реакторов, компенсационных реакторов и батарей статических конденсаторов 110-750 кВ. Архитектура I типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 14.[СТО 56947007-33.040.20.280-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА шунтирующих реакторов, компенсационных реакторов и батарей статических конденсаторов 110-750 кВ. Архитектура II типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 15.[СТО 56947007-33.040.20.281-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА шунтирующих реакторов, компенсационных реакторов и батарей статических конденсаторов 110-750 кВ. Архитектура III типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 16.[СТО 56947007-33.040.20.282-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА ЛЭП 110 – 750 кВ. Архитектура I типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 17.[СТО 56947007-33.040.20.283-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА ЛЭП 110 – 750 кВ. Архитектура II типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 18.[СТО 56947007-33.040.20.284-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА ЛЭП 110 – 750 кВ. Архитектура III типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 19.[СТО 56947007-33.040.20.285-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА сборных шин, ошинок и шинных аппаратов 6-750 кВ. Архитектура I типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 20.[СТО 56947007-33.040.20.286-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА сборных шин, ошинок и шинных аппаратов 6-750 кВ. Архитектура II типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 21.[СТО 56947007-33.040.20.287-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ РЗА сборных шин, ошинок и шинных аппаратов 6-750 кВ. Архитектура III типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 22.[СТО 56947007-33.040.20.288-2019](#) Типовые шкафы УПАСК, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 23.[СТО 56947007-33.040.20.289-2019](#) Типовые шкафы серверного оборудования (ШСО). Архитектура II и III типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 24.[СТО 56947007-33.040.20.290-2019](#) Типовые шкафы сетевой коммутации (ШСК). Архитектура II и III типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 25.[СТО 56947007-33.040.20.291-2019](#) Типовые шкафы контроллеров присоединений (ШКП). Архитектура II и III типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 26.[СТО 56947007-33.040.20.292-2019](#) Типовые шкафы измерительных преобразователей (ШИП) Архитектура II типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 27.[СТО 56947007-33.040.20.296-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ и ОЭТ 6-35 кВ. Архитектура I типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 28.[СТО 56947007-33.040.20.297-2019](#) Типовые шкафы ШЭТ и ОЭТ 6-35 кВ. Архитектура II типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 29.[СТО 56947007-29.240.10.301-2020](#) Типовые шкафы. Шкафы преобразователей дискретных сигналов (ШПДС), ПАО «ФСК ЕЭС».
- 30.[СТО 56947007-29.240.10.300-2020](#) Типовые шкафы. Шкафы преобразователей аналоговых сигналов (ШПАС), ПАО «ФСК ЕЭС».
- 31.[СТО 56947007-33.040.20.307-2020](#) Корпоративные шкафы вторичной коммутации, ПАО «ФСК ЕЭС».

32.[СТО 56947007-29.240.10.308-2020](#) Типовые шкафы ШЭТ ПДС, ПАО «ФСК ЕЭС».

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

34.МЭК 61850-7-1(2020) Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 7-1. Базовая структура связи. Принципы и модели (IEC 61850-7-1(2020) Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-1: Basic communication structure - Principles and models).

35.МЭК 61850-7-2(2020) Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 7-2. Базовая структура информации и связи. Абстрактный интерфейс услуг связи (ACSI) (IEC 61850-7-2(2020) Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-2: Basic information and communication structure - Abstract communication service interface (ACSI).

36.МЭК 61850-7-3(2020) Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 7-3. Базовая структура связи. Классы общих данных (IEC 61850-7-3(2020) Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-3: Basic communication structure - Common data classes).

37.МЭК 61850-8-1(2020) Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Специфическое отображение сервиса связи (SCSM). Отображения для MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и [ISO/IEC 8802-3](#) (IEC 61850-8-1(2020) Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to [ISO/IEC 8802-3](#)).

38.МЭК 61850-9-2(2020) Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по [ISO/IEC 8802-3](#) (IEC 61850-9-2(2020) Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over [ISO/IEC 8802-3](#)).

39.[СТО 56947007-25.040.40.012-2008](#) Типовая программа комплексных испытаний АСУ ТП при приемке из реконструкции и законченных строительством подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» (с изменениями от 26.07.2018), ОАО «ФСК ЕЭС».

40.[СТО 56947007-33.040.20.293-2019](#) Руководство пользователя ЭК РЗА и АСУ ТП, ПАО «ФСК ЕЭС».

41.[СТО 56947007-33.040.20.294-2019](#) Типовые технические решения по реализации функций оперативной блокировки разъединителей и заземлителей для основных типов присоединений и элементов сети, ПАО «ФСК ЕЭС».

42.[СТО 56947007-29.240.01.244-2017](#) Нормы точности измерений режимных и технологических параметров, измеряемых на объектах ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по определению метрологических характеристик измерительных каналов и комплексов (с изменениями от 31.07.2018), ПАО «ФСК ЕЭС».

43.[СТО 56947007-29.240.036-2009](#) Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления, ОАО «ФСК ЕЭС».

44.[СТО 56947007-29.240.126-2012](#) Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС».

45.[СТО 56947007-29.240.10.303-2020](#) Методические указания по реализации мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других средств измерений вторичных цепей средствами АСУ ТП на объектах ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС».

46.[СТО 56947007-25.040.40.227-2016](#) Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС), ПАО «ФСК ЕЭС».

47.[СТО 56947007-25.040.40.236-2016](#) Правила технической эксплуатации АСУ ТП ПС ЕНЭС. Общие технические требования, ПАО «ФСК ЕЭС».

48.[СТО 56947007-25.040.40.246-2017](#) Типовые схемы управления силовым оборудованием ПС средствами АСУ ТП, ПАО «ФСК ЕЭС».

49.[СТО 56947007-29.240.10.302-2020](#) Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУ ТП ПС ЕНЭС, ПАО «ФСК ЕЭС».

50.[СТО 56947007-25.040.30.309-2020](#) Корпоративный профиль МЭК 61850, ПАО «ФСК ЕЭС».