

«СОГЛАСОВАНО»

Первый заместитель директора -
главный диспетчер Филиала
АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ

“ 28 ” 01 А.А. Гурьянов
2019 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель директора –
главный инженер филиала
ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»

“ 01 ” В.А. Тихонов
2019 г.



ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение конкурса по выбору подрядной организации на проектирование реконструкции ПС 110/35/10 кВ Компрессорная по техническому состоянию.

1. Основание для корректировки.

1.1. Инвестиционная программа филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» на 2019 г. (код в инвестиционной программе: ЛП-1737).

1.2. Схема и программа развития электрических сетей Липецкой энергосистемы на 2019-2023 годы, разработанная в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (указывается при новом строительстве).

1.3. Акты обследования технического состояния оборудования, зданий и сооружений, строительных конструкций, инженерных коммуникаций и т.д., утвержденные в установленном порядке.

1.4. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», принятое к руководству приказом ПАО «МРСК Центра» № 187-ЦА от 06.06.2017 г.

1.5. Протокол совместного технического совещания исполнительного аппарата АО «СО ЕЭС» и филиалов АО «СО ЕЭС» по порядку действий филиалов АО «СО ЕЭС» при исполнении решений Протокола совместного технического совещания АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» по вопросу внедрения цифровых протоколов электрических сетей в ЕЭС Россети от 27.11.2017г.

2. Нормативно-технические документы, определяющие требования к оформлению и содержанию скорректированной проектной документации.

НТД указаны в приложении 1 к настоящему заданию на проектирование. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в данном приложении.

3. Вид строительства и этапы корректировки проектной документации.

3.1. Вид строительства: реконструкция.

3.2. Этапы корректировки документации:

I Этап. Разработка раздела ТЭО, который является неотъемлемой частью проектной документации части выбора силового оборудования, оборудования РЗА, ТМ, связи и АСУЭ, а также организациях их взаимодействия в соответствии с требованиями изложенными в данном ТЗ с оформлением данного раздела в виде отдельного тома проектной документации. Данный раздел подлежит утверждению в формате технического совета филиала.

II Этап. В соответствии с решениями принятыми при в утвержденном разделе ТЭО разработка разделов проектной документации в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 87, ГОСТ 21.1101-2013. В рамках данного этапа проводятся разработка геологических и геодезических изысканий. Все принимаемые проектной организацией решения должны быть согласованы Заказчиком до разработки

полного комплекта проектной документации. Проектная документация утверждается в формате технического совета филиала. Получение положительного заключения на стадию П в уполномоченном на проведение государственной (не государственной) экспертизы органе исполнительной власти субъекта РФ или подведомственном ему государственном учреждении.. В рамках данного этапа также проводится полный комплекс землеустроительных работ с разработкой ГПЗУ и его утверждением в администрации Чаплыгинского района. ОТР, разработанные на I этапе проектирования, могут быть скорректированы на II этапе разработки проектной документации.

III Этап. Разработка рабочей документации (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.1101-2009 и другой действующей НТД). Объем рабочей документации определяется Подрядчиком исходя из детализации решений, содержащихся в проектной документации, по согласованию с Заказчиком. Рабочая документация должна быть выполнена после утверждения на техническом совете филиала проектной документации.

3.3. ОТР, принятые при реконструкции ПС, проектную и рабочую документацию согласовать с филиалом ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ. Марки и производители основного оборудования согласовать с филиалом ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго».

3.4. Все электротехническое оборудование, технологии, изделия и материалы отечественного и зарубежного производства должны пройти аттестацию в аккредитованном центре ПАО «Российские электрические сети»».

4. Основные характеристики проектируемого объекта.

4.1. Основные характеристики объекта до реконструкции.

4.1.1. Схема первичных соединений РУ 110 кВ: №110-12 (одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин), РУ-35 кВ, РУ-10 кВ – одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Установленная мощность электроустановки – 32 МВА.

4.1.2. РУ 110 кВ – тип ОРУ распределительное устройство с масляными выключателями:

Наименование	Объем	Примечание
количество ячеек, в том числе:	9	У-110, МКП-110М
линейные, шт.	4	
трансформаторные, шт.	2	
шиносоединительные, шт.	0	
Обходной секции шин, шт	1	
ТН, шт.	2 комплекта	
тип заходов	ВЛ	

4.1.3. РУ 35 кВ – тип ОРУ распределительное устройство с масляными выключателями:

Наименование	Объем	Примечание
количество ячеек, в том числе:	8	С-35/1000
линейные, шт.	3	
трансформаторные, шт.	2	
секционная, шт.	1	
ТН	2 комплект	
тип заходов	ВЛ	

4.1.4. РУ 10кВ – тип ЗРУ распределительное устройство с масляными выключателями:

Наименование	Значение	Примечание
количество ячеек, в том числе:	20	ВВ/TEL-10-20/1000
линейные, шт.	12	
трансформаторные, шт.	2	
секционная, шт.	1	Автоматическая
ячейка секционного разъединителя, шт.	1	
ячейки ТСН, шт.	2	
ячейка ТН, шт.	2	
тип заходов	КЛ	

- 2 силовых трансформатора 2х ТДТН-16000/110;
- Разъединители 35 и 110 кВ с ручными приводами;
- ВЛ 110 кВ – 4 шт.;
- ВЛ 35 кВ – 3 шт.
- Оперативный ток постоянный – стационарная СК-8;
- Трансформаторы напряжения 35 – 110 кВ – масляные;
- 2 трансформатора собственных нужд: ТМ-400/10 -2 шт.
- Система маслоотведения и маслоприема- существующая.
-

РЗА

Наименование	Объем	Тип установленных защит
Количество резервных защит ВЛ-110 кВ	3	ЭПЗ-1636
Количество основных защит ВЛ-110 кВ	1	Сириус-3-ЛВ-03
Защиты и автоматика управления трехобмоточных трансформаторов Т-1, Т-2	1	RET-650
Защиты шиносоединительного выключателя ШСВ-1, ШСВ-2	1	ЭПЗ-1636
Дифференциальная защита шин 110 кВ	2	Наборная электромеханическая панель
Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ) 110 кВ	1	Наборная электромеханическая панель
Регистратор аварийных событий (РАС)	-	
Панель ТН-110 кВ	1	Наборная электромеханическая панель
Приборы ОМП 110 кВ	2	ИМФ-3
Щит управления присоединениями 110, 35, 6 кВ	1	Наборная электромеханическая панель
Защиты и автоматика управления ВЛ-35 кВ	3	Сириус-35ДЗ
Защита и автоматика управления СВ-35 кВ	1	Сириус-2С

Панель ТН-35 кВ	1	Наборная электромеханическая панель
Защита и автоматика управления отходящих фидеров 10 кВ	12	УЗА-10 А.2
Защита и автоматика управления секционного выключателя 10 кВ	1	УЗА-10 А.2
Центральная сигнализация	1	Наборная электромеханическая панель
АЧР	2	Сириус АЧР

СДТУ

Система телемеханики	1	МТК-30
ВОЛС ПС Компрессорная – ПС 220кВ Дон		ДС-19.5-6Z-6/16
МЗССС	1	VSAT SkyEdge
Маршрутизатор	1	Cisco 1921
Медиаконвертер	1	AddPac AP-100B
Диспетчерский коммутатор	1	Триком -1U
Мультиплексор	1	Поликом 300U-1GTR
Источник бесперебойного питания	1	Smart UPS-1000
Коммутатор		D-Link DES 1008D

4.2. Основные характеристики объекта после реконструкции.

Схема ОРУ 110 кВ две рабочие системы шин (110-13).

Схема РУ 35 кВ, РУ-10 кВ – без изменения.

Оборудование (объект)	Характеристика оборудования и выполняемых работ
Выключатели присоединений 110 кВ	Замена всех существующих выключателей 110 кВ на элегазовые колонковые выключатели.
Силовые трансформаторы	Существующие.
Трансформаторы тока/напряжения 110 кВ	Замена существующих трансформаторов напряжения на трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией, установка трансформаторов тока с азотной изоляцией габаритные размеры которых не превышающие аналогичные аппараты с элегазовой изоляцией.
ОПН 110 кВ, ОПН 35 кВ, ОПН-10 кВ Разрядники нейтрали трансформаторов Т-1, Т-2	Замена существующих элементов защиты от перенапряжений на РУ 110, 35, 10 кВ
Разъединители 110 кВ	Замена существующих разъединителей на разъединители 110 кВ с моторными приводами

	и полимерными изоляторами
Ошиновка 110 кВ	В целях минимизации строительных решений принять жесткую ошиновку на ОРУ-110 кВ
Строительная часть под оборудование ОРУ 110 кВ	Типы фундаментов определить на основании геологических изысканий. Стойки под оборудование и порталы применить металлическими с обработкой методом горячего цинкования.
Тип РУ 35 кВ	Открытое распределительное устройство. В рамках ТЭО выполнить сравнение вариантов исполнения РУ 35 кВ (открытое \ закрытое). По результатам технико – экономического сравнения вариантов принять окончательное решение о конструктивном исполнении РУ 35 кВ.
Выключатели 35 кВ	В случае принятия решения об использовании РУ 35 кВ открытого типа, проектом предусмотреть замену всех существующих выключателей на вакуумные бакового типа
ТН 35 кВ	Замена существующих масляных ТН 35 кВ
Разъединители 35 кВ	В случае принятия решения о выборе открытого распределительного устройства 35 кВ. проектом предусмотреть замену существующих разъединителей на разъединители 35 кВ с моторными приводами и полимерными изоляторами .
Ошиновка 35 кВ	В случае принятия решения о выборе открытого распределительного устройства 35 кВ., то проектом предусмотреть использование жесткой ошиновки
Строительная часть ОРУ 35 кВ	Тип фундаментов определить по результатам геологических изысканий. Стойки под оборудование применить металлические с обработкой методом цинкования
РУ-10 кВ	Выполнить реконструкцию существующих РУ 6/10 кВ в части: систем вентиляции, кондиционирования и отопления, охранной и пожарной. Выполнить реконструкцию вводных ячеек на ячейки оснащенные электроприводом выдвижного элемента. Освещение здания КРУ лампами с пониженным энергопотреблением, обеспечивающих требуемую освещенность (тип ламп- светодиодные).
Маслоприемные устройства трансформаторов Т-1, Т-2 и устройство системы маслоотвода и маслосбора	Выполнить замену существующего маслоприемника, а также системы маслостоков. Реконструкцию фундаментов под силовые трансформаторы принять по результатам их обследования.

Планировка территории	Планировку территории определить с учетом существующего оборудования и соблюдением расстояний до токоведущих частей.
Вторичное оборудование:	<p>Техническое перевооружение всех устройств РЗА присоединений 110, 35, 10 кВ с использованием микропроцессорных устройств, поддерживающих передачу информации по протоколам GOOSE/ MMS/ стандарта МЭК 61850 и возможность PRP резервирования</p> <p>Запроектировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Создание системы единого времени МП устройств РЗА на объекте проектирования. – Техническое перевооружение существующей АСУЭ (см. п. 5.3.4.) – Техническое перевооружение системы телемеханики и создание АСУ ТП работающей в протоколе МЭК 61850 с приемом и обработкой телеметрических сигналов со всех устанавливаемых аппаратов (протокол MMS) и возможностью телеуправления коммутационными аппаратами из ЦУС и РЭС. Автоматизация процесса переключений по типовым бланкам переключений ПС Компрессорная. – Создание системы оперативной блокировки для всех РУ с использованием стандарта МЭК 61850. – Создание системы видеоконтроля позволяющей дистанционно контролировать процесс проведения переключений на всех уровнях напряжений. – Модернизация оборудования двух независимых каналов связи до ЦУСа – Установка каналообразующего оборудования (маршрутизатор). <p>Установка шкафа бесперебойного электропитания оборудования связи, АСУ ТП и АСУЭ.</p> <p>В объем проектирования включается: монтаж основных защит ВЛ 110кВ с двухсторонним питанием, в том числе на обратных концах данных ВЛ (смежные объекты) в объеме проектной документации, включая основные технические решения, принципы и сроки реализации.</p> <p>Предусмотреть установку независимых защит ближнего резервирования при КЗ за</p>

	<p>силовыми трансформаторами реконструируемой ПС.</p> <p>Произвести анализ параметров срабатывания резервных защит ВЛ-35, 110 кВ на достаточную чувствительность в пределах всей зоны дальнего резервирования. Для объектов, не имеющих дальнего резервирования предусмотреть дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов.</p>
Дополнительные требования	<p>Проектом предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – прокладку кабельной продукции по территории РУ-110 кВ выполнить в полимерных не распространяющих горение кабельных каналах с разделенной прокладкой силовых и контрольных кабелей. Проектом предусмотреть маршрут прокладки, количество и размеры кабельных лотков по всей территории ПС. Подключение устройств РЗА 110 кВ к измерительным ТТ, ТН и цепи взаимодействия устройств РЗА 110 кВ с другими устройствами РЗА выполнить контрольным кабелем. – Прокладку силовых кабелей и контрольных к (по) РУ-110/35/10кВ выполнить по разным трассам; – способ и маршрут прокладки кабельной продукции; – выполнить молниезащиту и заземление оборудования РУ 110/35/10 кВ; – передачу и перевозку всего демонтированного оборудования на площадку хранения (Центральный склад филиала); – запроектировать наличие штатных (заводских) диспетчерских наименований на вновь устанавливаемом первичном и вторичном оборудовании; – мероприятия обеспечивающие надежность схемы электроснабжения потребителей 10, 35, 110 кВ, при создании ремонтной схемы в период реконструкции; – мероприятия по освещению ОРУ 35 и 110 кВ; <p>реконструкцию АОПО ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2 и АОПО СОВ 110 и приведение АОПО в соответствие с нормативными документами.</p>

5. Требования к оформлению и содержанию проектной документации.

5.1. Разработка раздела ТЭО проектной документации в части основных технических решений при реконструкции. (ОТР)

При выборе вариантов сооружения, реконструкции объекта руководствоваться перечнем инновационных решений из «Реестра инновационных решений», размещённого на сайте ПАО «Россети» в разделе «Инвестиции и инновации», подраздел «Внедрение инновационных решений» - «Реестр инновационных решений».

Разрабатываются следующие разделы документации:

5.1.1. «Балансы и режимы»:

Разработка раздела проектной документации в части актуализации расчетной модели с учетом текущей режимно-балансовой ситуации.

По результатам расчетов должны быть проверены требования к отключающей способности применяемых и существующих электротехнических аппаратов, (в том числе с учетом параметров восстанавливающего напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ и, при необходимости, скорректированы рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей сети 35-110 кВ и выше и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ (секционирование, применение токоограничивающих реакторов, разземление нейтрали части трансформаторов, опережающее деление сети и т.д.).

5.1.2. «Основные технические решения по ПС».

5.1.2.1. Объемы реконструкции:

– Раздел ТЭО проектной документации должен отражать следующий объем работ в части:

– Реконструкции всех присоединений на стороне 110 кВ (в составе выключатели, ТТ/ТН, разъединители, ошиновка, строительная часть под оборудованием, строительная часть ОРУ 110 кВ для ячеек Т-1 и Т-2, ОПН) с установкой элегазовых колонковых выключателей 110 кВ, ТТ -110 кВ, разъединителей 110 кВ с моторными приводами и полимерными изоляторами, ОПН 110 кВ, ОПН нейтрали трансформаторов Т-1 и Т-2, строительная часть (фундаменты под оборудованием и металлоконструкциями, прокладка кабельных лотков), планировка территории по всей территории ПС. Реконструкция систем РЗА, ТМ.

– Реконструкции ОРУ 35 кВ (в составе выключатели, разъединители, ошиновка, строительная часть под оборудованием, строительная часть ОРУ 35 кВ, ОПН, ТН, ВЧ связь) с установкой элегазовых выключателей 35 кВ со встроенными ТТ, разъединители 35 кВ с моторными приводами и полимерными изоляторами, ТН 35 кВ, ОПН 35 кВ. Реконструкция систем РЗА, ТМ.

– Реконструкции маслоприемных устройств Т-1, Т-2, Т-3 с учетом системы маслоотвода и маслосбора.

– Реконструкции системы постоянного тока с заменой зарядно-подзарядных устройств и щита постоянного тока.

– Реконструкция ПС производится без изменения осей ячеек 110/35 кВ. Проектирование реконструкции ПС не должна вызвать необходимость переустройства заходов ВЛ 110/35 кВ на реконструируемую ПС

5.1.2.2. В разделе обосновать, определить и выполнить:

- схему электрическую принципиальную;
- решение об уровне автоматизации управления ПС, в соответствии с которым

процессы информационного обмена между элементами ПС, обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровой форме;

- принципиальные конструктивные и компоновочные решения РУ (ОРУ, ЗРУ и т.д.):
- решения по основному электротехническому оборудованию (ЗРУ, ОРУ, выключатели, разъединители, ТТ, ТН и т.д.);
- общие решения в части систем рабочего и охранного (периметрального) освещения ОРУ с применением светодиодных осветительных приборов, оснащенных системой автоматического включения;
- общие решения по инженерным системам (противопожарным, в том числе автоматическим системам пожаротушения и сигнализации, водоснабжению и др.) и водоотводу;
- общие решения по выполнению системы вентиляции, кондиционирования и обогрева, с учетом выполнения требований производителей оборудования по климатическим параметрам;
- рассмотреть использование для обогрева здания тепла, выделяемого инфракрасными обогревателями с включением их в систему автоматического управления отоплением;
- общие решения по выполнению систем освещения в зданиях (рабочего, дежурного и аварийного освещения) с применением светодиодных осветительных приборов, оснащенных системой регулирования освещенности;
- тип опор и фундаментов под порталы и оборудование, в т.ч. описание решений по подсыпке территории ПС щебнем либо иные решения (в том числе бетонирование или асфальтирование с организацией водоотвода);
- решения по обеспечению ЭМС устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, СИ, СМиУКЭ и СС;
- решения по демонтируемому оборудованию (объем, порядок демонтажных работ и схема вывоза в места хранения демонтируемого оборудования);
- структуру диспетчерского и оперативно-технологического управления объектом с указанием ДП Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ, ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», осуществляющих диспетчерское и оперативно-технологическое управление отходящими ЛЭП, оборудованием и устройствами подстанции, направления приема-передачи оперативной и технологической информации.

5.2.3. Релейная защита и автоматика

В составе ОТР в части решений по РЗА предоставить:

- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты, для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит, в т.ч. обоснование:
- оценку количества и направленности ступеней резервных защит ЛЭП 35/110 кВ;
- расчет алгоритмов АПВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах и т.п.);
- расчет принятых коэффициентов трансформации ТТ дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов ТТ (без установки промежуточных ТТ);
- выполнить проверки ТТ, подключаемых к новой защите, в объеме: проверка ТТ на 10% погрешность в установившемся режиме; проверка ТТ с учетом влияния апериодической составляющей и требований фирм-производителей устройств РЗА.
- необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты ЛЭП 110 кВ);
- определить состав устройств РЗА каждого элемента проектируемого объекта (трансформатор, шины, СКРМ и т.д.) и каждой отходящей ЛЭП;

– определить перечень всех функций РЗА защищаемого элемента сети (линия, трансформатор и пр.), необходимых на данном объекте;

Обеспечить взаимодействие вновь устанавливаемых устройств РЗА с незаменимыми на разных этапах технического перевооружения ПС устройствами РЗА, выполненными на электромеханических реле и их последующим техническим перевооружением на последующих этапах.

5.2.4. «Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)».

В составе раздела разработать:

- перечни сигналов телеметрической информации для ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго », ДП РЭС и филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ
- структурную схему АСУ ТП и передачи данных с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации;
- пояснительную записку (состав функциональных подсистем, направления передачи информации);
- решения по местам установки средств АСУ ТП;
- решения по организации измерений, организуемых средствами АСУ ТП и интегрируемых в АСУ ТП, и их метрологическому обеспечению;

Предусмотреть согласование с филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго » и Филиалом АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ объемов телеинформации, необходимой для оперативного обслуживания и диспетчеризации проектируемого объекта. Детализированный перечень ТИ и ТС, способы и протоколы их передачи в ДП филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ определяются Филиалом АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ в Технических требованиях, выдаваемых Заказчику.

Выполнить согласование с ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго » и Филиалом АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ объемов телеинформации необходимой для оперативно-технологического управления и диспетчеризации проектируемого объекта.

5.2.5. «Автоматизированная система учета электроэнергии»

В составе раздела разработать ОТР по:

- организации учета электроэнергии (АСУЭ) и передачи данных в информационно-вычислительный комплекс (ИВК) филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»;
- решения по структуре функционирования системы;
- выполняемые операции при реализации автоматизированных функций;
- средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы;
- интеграции системы с ПТК АСУ ТП подстанции;
- размещения технических средств системы;
- решения по мониторингу и диагностированию системы;
- решения по защите применяемых компонентов системы;
- решения по электропитанию компонентов системы.

5.2.6. «Метрологическое обеспечение».

В составе раздела определить и разработать:

- перечень измеряемых на объекте параметров и точки (место) измерения (при реконструкции - реконструируемых, при расширении - вновь вводимых), диапазон изменения измеряемого параметра и перечень влияющих на результат измерения внешних величин;
- требования к нормам точности измерения параметра;
- необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС.

При разработке раздела по метрологическому обеспечению АСУЭ

руководствоваться ГОСТ Р 8.596-2002 (см. раздел 2).

Учесть обязательные требования к приобретаемым СИ (в том числе эксплуатируемых в составе АСУ ТП, АСУЭ, СМиУКЭ) как отечественного, так и импортного производства:

- СИ должно быть включено в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующий сертификат/свидетельство об утверждении типа;
- СИ должно иметь отметку о проведении первичной/заводской поверки, при этом давность проведения первичной/заводской поверки (на момент поставки) не должна превышать шести месяцев.

Обоснование (расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом применяемых СИ (в том числе эксплуатируемых в составе АСУ ТП, АСУЭ, СМиУКЭ).

5.2.7. «Основные технические решения по организации связи».

В составе раздела выполнить и разработать:

- пояснительную записку с описанием предлагаемых решений;
- решения по размещению оборудования связи, в том числе по подготовке (приспособлению) помещений для размещения оборудования связи;
- перечень проектируемых систем связи и укрупненный состав каждой из проектируемых систем связи, включая СБП для средств связи, ЛКС с указанием объемов используемого оборудования и материалов;
- решения по подключению технологических и корпоративных систем объекта (РЗ, СА, ПА и РА, СМПР, РАС, ОМП, АСУ ТП, АСУЭ, телефония и т.д.) к системам связи. Решения по организации наложенных сетей;
- организацию систем маршрутизации и коммутации для сетей передачи данных, включая систему IP-адресации;
- организацию системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, электропитания;
- описание трассы, заходов волоконно-оптического кабеля на объекты, решения по спецпереходам;
- описание объемов и порядка перемонтажа существующих ВОЛС с учетом минимизации простоя каналов связи;
- схемы и чертежи с позиционным обозначением оборудования в спецификации, включая:

1. Общую структурную схему связи с указанием оборудования всех проектируемых и существующих систем связи, используемых проектом, в том числе мультиплексоров транспортных и доступа, оборудования коммутации и маршрутизации;

2. Схемы организации наложенных сетей (данные АСУЭ, РАСП, ТМ и т.п., отдельно для каждой из систем);

3. Схемы организации основных и резервных/дублирующих каналов связи (голос, данные) между проектируемым объектом и соответствующими центрами управления (ЦУС, Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ) с отображением маршрутов прохождения;

4. Схемы организации системы управления, каналов служебной связи, резервирования, тактовой синхронизации;

5. Схемы линейно-кабельных сооружений;

6. Линейную схему подвески/прокладки волоконно-оптического кабеля с указанием объектов, расстояний, типа кабеля, типа и количества оптических волокон (ОВ), выделенных ОВ для организации цифровых систем передачи информации и систем РЗ и ПА;

- расчеты, в том числе:

1. Пропускной способности и емкости создаваемых систем связи;

2. Параметров надежности, включая коэффициент готовности проектируемых каналов связи для оперативно-диспетчерской связи, ТМ, РЗА;
3. Задержки для каналов передачи РЗА;
4. Укрупненный расчет системы бесперебойного электропитания;
5. Эксплуатационных характеристик, включая численность и квалификацию эксплуатационного персонала, КИП, ЗИП, условия организации ремонтно-восстановительных работ, затрат на организацию арендованных каналов связи (в случае применения).

Материалы данного этапа проектирования по ПС с пояснительной запиской по ОТР представить на рассмотрение Заказчику в объеме, необходимом для принятия решений.

Данный этап проектирования считается принятым после согласования основных технических решений в формате технического совета филиала.

5.2.8. Состав представляемых на рассмотрение материалов :

- утвержденное ТЗ;
- перечень исходных данных для проектирования;
- материалы, в т.ч. иллюстрационные, предпроектного обследования по организации и метрологическому обеспечению измерений электрических величин;
- генеральный план, схема присоединения к энергосистеме и нормальная схема электрических соединений существующей ПС;
- данные об отключающей способности выключателей, термической стойкости и пропускной способности;
- климатическая характеристика региона строительства;
- расчетные модели, на основе которых проводились расчеты токов КЗ, в электронном виде в формате программных комплексов, использованных при проведении расчетов, а также графические схемы;
- результаты расчетов токов КЗ, в табличном виде;
- расчеты мощности приемников СН в табличной форме;
- Решения по замене собственных нужд (ТСН и ЩСН) с разработкой структурной схемы СН;
- состав устройств ИТС, в т.ч. РЗА и СМ на проектируемом объекте с краткой пояснительной запиской с описанием рассмотренных вариантов и способа организации передачи информации между устройствами РЗА, и оборудованием ПС;
- схема размещения устройств ИТС, в т.ч. РЗА на объекте проектирования с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи;
- структурная схема АСУ ТП с краткой пояснительной запиской (перечень контролируемого и управляемого оборудования, состав функциональных подсистем, объем и направления информационного обмена);
- перечни сигналов телеметрической информации для ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», ДП РЭС и филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ
- чертежи с компоновкой ПС;
- генеральный план реконструируемой ПС;
- схема электрическая принципиальная ПС после реконструкции;
- основные решения в части организации и метрологического обеспечения измерений электрических величин) в объеме вновь устанавливаемого и реконструируемого оборудования:
 - перечень измеряемых параметров с указанием норм точности измерений, диапазоны изменения измеряемых параметров (по результатам предпроектного обследования, расчета электрических режимов) и метрологических характеристик измерительных компонентов измерительных каналов;
 - перечень вновь организуемых и реконструируемых измерительных каналов с

указанием состава измерительных каналов, с их привязкой к диспетчерским наименованиям;

- основные решения по организации и метрологического обеспечения измерений.

Основные решения в части организации и метрологического обеспечения измерений выделяются в отдельный раздел «Метрологическое обеспечение». В части измерений, входящих в ИТС допускается выделение подразделов в разделах, посвященных этим ИТС.

- схема распределения устройств ИТС по ТТ и ТН с пояснительной запиской;
- схема размещения устройств РЗА, ОМП для всех реконструируемых присоединений на объекте с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд релейной защиты, автоматики, ПА, включая резервные каналы связи;
- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит;
- графическую часть АСУЭ с указанием точек учета, структуры системы учета, организации электропитания оборудования системы учета, схемы подключений интерфейсных цепей и размещения оборудования;
- структурная схема организации АСУ ТП с обязательным изложением основных технических решений;
- схемы организации АСТУ и связи;
- перечень оборудования связи с краткими характеристиками;
- решения по модернизации существующего оборудования связи, установки нового и выбора среды передачи данных для основного и резервного каналов связи;
- состав и очередность этапов строительства, реконструкции
- технико-экономическое сопоставление дисконтированных затрат, и обоснования вариантов технических решений.

5.2.9. Итогом согласования ОТР являются:

- план ПС;
- схема электрическая принципиальная проектируемой ПС (оригиналы схемы на бумажном носителе должны быть согласованы в установленном порядке с филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»);
- состав, линейные и структурные схемы систем связи;
- состав устройств ИТС, в т.ч. РЗА;
- структурная схема и пояснительная записка по АСУ ТП;
- на основании ТКП и проведенного ТЭО состав и производители основного электротехнического оборудования.

5.3. «Согласование проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».

Проектную документацию выполнить на основе согласованных заказчиком ОТР в соответствии с нормативными требованиями, в том числе в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Проектная документация, выполненная на данном этапе, должна быть согласована в требуемом объеме с филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ.

Выполнить заказные спецификации и опросные листы на основное силовое, вторичное электротехническое оборудование и ЗИП.

Технические решения по устройствам РЗА, метрологии, АСУ ТП, АСУЭ, СДТУ и связи оформить отдельными томами (разделами).

Проведение инженерно-геодезических изысканий. Объем изысканий определить в соответствии с требованиями СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для

строительства. Основные положения». Объем изысканий должен быть достаточным для разработки проектной и рабочей документации. Изыскания выполняются на территории подстанции и в границах проектируемых строений с удалением не более 20 м (при увеличении согласовать с Заказчиком); По итогам проведенных изысканий подготовить отчет по инженерным изысканиям (приобщить к отчету формат AutoCAD);

-Проведение инженерно-геологических изысканий. Объем изысканий определить в соответствии с требованиями СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения». Объем изысканий должен быть достаточным для разработки проектной и рабочей документации. Выработки следует размещать на удалении с целью построения картины геологического строения территории. Заглубление определить и обосновывать в программе выполнения инженерно-геологических изысканий в зависимости от глубины активной зоны взаимодействия опоры с основанием и ее размеров, но не более 6 м. Если проектом будет предусмотрена разработка грунта в непосредственной близости от фундаментов существующих зданий, сооружений и коммуникаций, необходимо предусмотреть меры против осадки этих сооружений. Для определения места нахождения и вскрытия подземных сооружений, оценки состояния фундамента выполнить шурф-вскрытие шириной 0,7-1,5 м, длиной 1-2 м и глубиной необходимой для доступа к подошве фундамента (основания). Поиски вести в присутствии ответственного лица или представителя эксплуатационной организации, при оформлении соответствующих допусков и разрешений

5.3.1. В том числе для ПС выполнить/определить:

- генеральный план ПС, компоновку ПС;
- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
- проект инженерных коммуникаций;
- технические требования к оборудованию (выключатели, разъединители, ТТ, ТН, устройства РЗА, АСУ ТП, АСУЭ, СДТУ, СИ и т.д.) в том числе на основе вида обслуживания объекта и обеспечения нормированной точности измерений во всем диапазоне изменения параметров;
- технические решения по электромагнитной совместимости устройств ИТС и СС на проектируемом объекте;
- способы организации передачи информации между устройствами РЗА, и связи с оборудованием ПС;
- проект дорог, маршрутов доставки крупногабаритного груза;
- декларации пожарной безопасности (при необходимости);
- планы локализации и ликвидации аварийных ситуаций;
- проект демонтажных работ, подготовки территории строительства, в том числе выполнить расчет и сформировать сводную информацию об объемах лома цветных и черных металлов, планируемого к высвобождению при осуществлении реконструкции (демонтаже) объектов электросетевого хозяйства и иных объектов собственности ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» на основании данных технической документации (технических паспортов) реконструируемых объектов движимого и недвижимого имущества (зданий, сооружений, оборудования и т.п.);
- прочие разделы проектной документации согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

5.3.2. В разработки разделов РЗА с использованием микропроцессорных устройств, работающих в стандарте МЭК 61850, выполнить/определить в т.ч.:

- схему распределения устройств РЗА и информационно-технологических систем по ТТ и ТН) на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА);

- схему организации передачи сигналов и команд РЗА с учетом резервирования каналов, а также схему организации передачи доаварийной информации для ПА с учетом резервирования каналов;
- схемы организации цепей переменного напряжения на объекте проектирования;
- принципиальные электрические и структурно-функциональные схемы всех устройств РЗА, с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств релейной защиты и отдельных функций, и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП ПС;
- способ организации передачи информации между устройствами РЗА, и оборудованием ПС;
- перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети (трансформатор, линия), необходимых на данном объекте, анализ возможности реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей;
- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА и необходимые для этого расчеты токов КЗ;
- решения по удаленному доступу к изменению конфигураций и уставок терминалов РЗА;
- решения по ОМП на каждой ЛЭП 35/110 кВ с обоснованием применения способов двухстороннего или одностороннего замера в зависимости от конфигурации сети. Приборы ОМП должны быть независимыми;
- для РУ-110, 35 кВ обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА (защиты линий 35-110 кВ), их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗА (при КЗ в месте их установки и в других точках сети, постоянной времени сети соответствующего напряжения, длительности бестоковой паузы для ОАПВ и т.п.);
- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции расчет токов короткого замыкания на шинах 10, 35, 110 кВ ПС, выбор уставок МП УРЗА реконструируемых присоединений, проверить чувствительность защит, выполнить схемы программной логики и функционально-логические схемы микропроцессорных терминалов, выполнить параметрирование, конфигурирование микропроцессорных терминалов, для терминалов защит со свободно программируемой логикой разработать описание принципа работы схем логики МП терминалов, разработать алгоритмы АПВ.
- однолинейная расчетная схема прилегающей сети для расчета токов КЗ, необходимой в свою очередь для расчета параметров срабатывания релейной защиты, с указанием длин и марок проводов участков ВЛ;
- решения по регистрации аварийных процессов и событий объекта (ВЛ/КЛ/ПС) с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, в т.ч.:
 - вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
 - частота обработки;
 - регистрируемые сигналы (с указанием источника сигнала);
 - условия пуска должны обеспечивать сбор информации, достаточной для обеспечения своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса.

5.3.2.1. Однолинейная расчетная схема прилегающей сети для расчета токов КЗ, необходимой в свою очередь для расчета параметров срабатывания релейной защиты, с указанием длин и марок проводов участков ВЛ.

5.3.3. В части технических решений по автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП) с учетом интеграции компонентов АСУ в соответствии со стандартом МЭК 61850, выполнить/определить:

5.3.3.1. Перечень функциональных подсистем и задач АСУ ТП, в том числе и

автоматизация переключения по типовым бланкам переключений. Дать характеристику задач, решаемых в АСУ ТП, по каждой подсистеме, включая систему обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора ;

5.3.3.2. Структурную схему АСУ ТП (взаимосвязь между ИЭУ по протоколам GOOSE и MMS, передача информации на верхний уровень АСУ ТП ПС и телеуправление КА в протоколе MMS).

5.3.3.3. Перечень телепараметров, собираемых и обрабатываемых в АСУ ТП (в том числе передаваемых в ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго », Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ), представить в виде таблиц, которые должны содержать:

5.3.3.3.1. Для сигналов ТИ:

- диспетчерское наименование присоединения;
 - количество присоединений данного типа;
 - наименование контролируемых параметров;
- количество сигналов по каждому параметру;
- источник информации с указанием класса точности (цифровые и аналоговые преобразователи).

5.3.3.3.2. Для входных дискретных ТС типа «сухой контакт»:

- диспетчерское наименование сигнала;
- тип оборудования;
- количество оборудования данного типа;
- количество входных сигналов каждого наименования (SP, DP);
- источник информации.

5.3.3.3.3. Для входных дискретных сигналов, передаваемых цифровым кодом:

- наименование сигнала;
- тип оборудования;
- количество оборудования данного типа;
- количество сигналов каждого наименования.

5.3.3.3.4. Для выходных дискретных сигналов:

- диспетчерское наименование объекта управления;
- тип оборудования;
- тип интерфейса;
- объект управления;
- источник информации;
- команда управления.

5.3.3.4. Общее количество сигналов по каждому типу оборудования»;

5.3.3.5. Обобщенный расчет количества сигналов по каждому виду оборудования с разбивкой по подсистемам и общее количество сигналов, собираемых в АСУ ТП;

5.3.3.6. Решения по организации измерений, организуемых средствами АСУ ТП и интегрируемых в АСУ ТП, и их метрологическому обеспечению выполнить в соответствии с требованиями пп. 5.3.7.1-5.3.7.3 настоящего ТЗ с оформлением самостоятельным подразделом;

5.3.3.7. Решения по организации автоматизированных рабочих мест (АРМ) для нужд дежурного (оперативного) персонала, для персонала служб РЗА, для оперативного контроля и управления технологическим процессом на ПС Компрессорная:

- Количество АРМ на ПС согласовать с Заказчиком на этапе ОТР;
- функций АРМ;
- конфигурации для каждого типа АРМ (состав и характеристики аппаратного обеспечения);
- характеристик программного обеспечения (ПО) для каждого типа АРМ (состав и функциональное назначение каждого вида ПО);

– решения по конфигурации и приоритетности вывода информации на интерфейс АСУ ТП оперативного персонала ПС (АРМ ОП);

5.3.3.8. Решения по обмену оперативной технологической информацией с ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» (в том числе путем межмашинного обмена между ЦУС) и Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ на базе протоколов МЭК: выбор направления обмена, определение состава и объема информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления обмена по вновь вводимому (модернизируемому) оборудованию, расчет требуемой пропускной способности каналов связи с учетом требования Соглашения № СТВ-1/2017/7700/00219/17 о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «МРСК Центра» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 07.07.2017.

Перечень сигналов ТИ, ТС и ТУ, передаваемых в ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» и Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ, представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- диспетчерское наименование присоединения, системы (секции) шин;
- перечень сигналов ТИ и ТС (и ТУ), передаваемых в ЦУС филиала РСК;
- перечень сигналов ТИ, ТС и ТУ, передаваемых в Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ с указанием источника формирования каждого сигнала.

Перечень сигналов ТИ, ТС и ТУ должен определяться в соответствии с утвержденными схемами электрическими принципиальными проектируемых объектов и соответствовать.

Также перечень телесигналов должен определяться в соответствии с Программой модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях ПАО «МРСК Центра» в зоне эксплуатационной ответственности филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» на период 2018 – 2022 годов утвержденной 12.09.2018.

Перечень сигналов ТУ должен определяться в соответствии с Типовыми принципами переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций утвержденными 20.09.2016 руководством ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и ОАО «СО ЕЭС».

Технические решения в части реализации телеуправления выполнить в соответствии с Типовыми техническими требованиями к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций утвержденные 01.06.2018 руководством ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС».

5.3.3.9. Решения по организации ТУ КА и заземляющими разъединителями, функциями устройств РЗА, технологическим режимом работы оборудования из ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» с обязательным соблюдением требований информационной безопасности.

5.3.3.10. Решения по диагностике, надежности, отказоустойчивости и резервированию системы АСУ ТП, а также резервному управлению первичным оборудованием при отказах АСУ ТП;

5.3.3.11. Решения по интеграции (информационному обмену) в АСУ ТП устройств РЗА, взаимодействие с оборудованием системы связи на основе стандарта МЭК 61850. Проектом предусмотреть использование устройств оснащенных на менее чем двумя коммуникационными интерфейсами, обеспечивающими функционирование в составе коммуникационной среды с параллельным резервированием (PRP);

5.3.3.12. Решения по организации системы единого времени (СЕВ) и временной синхронизации всех МП устройств, имеющих цифровой обмен;

5.3.3.13. Решения по организации электропитания устройств АСУ ТП;

5.3.3.14. Решения по организации системы сигнализации;

5.3.3.15. Решения по организации эксплуатации АСУ ТП;

5.3.3.16. Обеспечение инфраструктуры, включая подготовку помещений, в том числе создание систем жизнеобеспечения (система централизованного климат-контроля, кондиционирования, пожарной сигнализации и т.п.);

5.3.3.17. Решения по информационной безопасности АСУ ТП;

5.3.3.18. Решения по регистрации аварийных процессов и событий объекта с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, в т.ч.вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;

5.3.3.19. Таблицы интеграции по протоколу GOOSE с указанием источников информации и устройств подписчиков.

5.3.4. В части технических решений по АСУЭ выполнить:

5.3.4.1. Решения по модернизации АСУЭ ПС.

5.3.4.2. Структурную схему АСУЭ ПС с обоснованием принятых решений, включая используемые каналы связи (основные, резервные) для передачи информации

5.3.4.3. Схему подключения электросчётчиков к измерительным цепям.

5.3.4.4. Схему подключения информационных сетей к оборудованию АСУЭ.

5.3.4.5. Планы размещения оборудования и прокладки кабелей.

5.3.4.6. Перечень информационно-измерительных каналов (ИИК) с указанием классов точности средств измерений (ТТ, ТН, счётчиков), коэффициентов трансформации ТТ, ТН и типа учета (коммерческий/технический).

5.3.4.7. Решения по методике выбора и поверке трансформаторов тока.

5.3.4.8. Решения по методике выбора и поверке трансформаторов напряжения.

5.3.4.9. Решения по методике выбора и поверке счётчиков электрической энергии.

5.3.4.10. Решения по выбору оборудования уровня ИВКЭ.

5.3.4.11. Решения по организации системы единого времени.

5.3.4.12. Решения по программному обеспечению.

5.3.4.13. Решения по организационному обеспечению.

5.3.4.14. Решения по оценке надежности АСУЭ.

5.3.4.15. Решения по организации электропитания устройств АИИСКУЭ.

5.3.4.16. Решения по защите компонентов АСУЭ от несанкционированного доступа.

5.3.4.17. Расчеты относительной погрешности ИИК

5.3.4.18. Перечень всех требований к АСУЭ ПС с разбивкой по уровням (ИИК, ИВКЭ), включая технические требования к оборудованию. Требования к оборудованию в соответствии со стандартом «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничного рынков электрической энергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра»».

5.3.4.19. Состав оборудования. Решения по использованию существующего оборудования.

5.3.4.20. Требование о разработке Программы обеспечения надежности в соответствии с ГОСТ 27.002.89.

5.3.4.21. Решения по организации измерений, организуемых средствами АСУЭ, и их метрологическому обеспечению выполнить с оформлением самостоятельным подразделом.

5.3.4.22. Модернизацию АСУЭ выполнить в соответствии с требованиями стандарта «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничного рынков электрической энергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра»» с обеспечением информационной совместимости с существующим информационно-вычислительным комплексом АСУЭ филиала.

5.3.4.23. Обеспечить представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения из устройства сбора и передачи данных (УСПД) на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АСУЭ.

5.3.4.24. Обеспечить возможность вычисления полного баланса электроэнергии по

ПС в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам (секциям шин) всех классов напряжений, с учетом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных. Обеспечить оснащение счетчиками электроэнергии всех вводов силовых трансформаторов ПС, обходных и секционных выключателей, каждой отходящей ЛЭП, а также ТСН.

5.3.4.25. Измерительные цепи коммерческого учета подключать к отдельным обмоткам ТТ и ТН соответствующих классов точности.

5.3.4.26. Установку УСПД, счетчиков по стороне 110/35 кВ и другого оборудования АСУЭ производить в отдельно стоящих шкафах или на панелях. Производить подключение счетчика к ТТ и ТН отдельным кабелем, при этом подсоединение к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под счетчиком.

5.3.4.27. Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АИИС КУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа.

5.3.4.28. Определить направление, состав и характеристики данных, передаваемых на другие уровни управления, включая расчет объемов передаваемой информации.

5.3.4.29. Выполнить интеграцию АСУЭ с АСУ ТП ПС в части: передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АСУЭ (АРМ, УСПД, электросчетчиков, каналобразующей аппаратуры).

5.3.4.30. В проектной документации представить решения по метрологическому обеспечению АСУЭ.

5.3.4.31. В проектной документации представить состав работ по созданию системы и порядок контроля за созданием и приемкой системы.

5.3.5. В части разработки проектной документации при модернизации систем связи выполнить:

- организационно-технические решения по модернизации систем связи для передачи корпоративной и технологической информации (отдельным томом) в соответствующие предприятия электроэнергетики включая:

1. Перечень, количество и необходимые характеристики каналобразующего оборудования исходя из потребностей по объему передаваемой информации (РЗ, СА, ПА и РА, ТМ, диспетчерско-технологическая телефония и др.).

2. Комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему (СКС), локальную вычислительную сеть (ЛВС), систему телефонной, оперативно-диспетчерской, селекторной и громкоговорящей радиопоисковой связи, ДЕСТ связи, записи диспетчерских переговоров. Состав и объем внутриобъектной связи уточнить в проектной документации с учетом решений по диспетчерско-технологическому управлению ПС (с постоянным или без постоянного обслуживающего персонала), на основании данных ППО.

- обеспечение инфраструктуры, включая:

- подготовку помещений, в том числе создание систем жизнеобеспечения (система централизованного климат-контроля, кондиционирования, пожарной сигнализации и т.п.);

- организацию системы бесперебойного электропитания 48 В постоянного тока и 220 В переменного тока для всех систем связи с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения (не менее 6 часов), включая мониторинг состояния системы гарантированного электропитания систем связи с функцией оповещения оперативного персонала объекта электроэнергетики об аварийных отклонениях в режиме работы системы гарантированного электропитания.

Все решения должны быть взаимоувязаны с решениями по созданию систем связи.

Комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему

(СКС), локальную вычислительную сеть (ЛВС), систему телефонной, оперативно-диспетчерской, селекторной и громкоговорящей радиопоисковой связи, записи диспетчерских переговоров. Состав и объем внутриобъектной связи уточнить в проектной документации с учетом решений по диспетчерско-технологическому управлению ПС (с постоянным или без постоянного обслуживающего персонала), на основании данных ППО.

5.3.6. Технические решения в части метрологического обеспечения.

5.3.6.1. Раздел «Метрологическое обеспечение» должен быть оформлен самостоятельным томом (разделом) и содержать сводную ведомость с перечнем разделов по МО, входящих в состав проектной документации на отдельные системы (АИИСКУЭ, АСУ ТП), а также не входящих в информационные системы. При этом раздел по МО каждой из систем оформляется самостоятельным подразделом в составе соответствующей проектной документации.

5.3.6.2. Решения по организации измерений электрических и неэлектрических величин, как входящих, так и не входящих в ИТС и их МО должны включать:

- перечень измеряемых параметров (для СИ, не входящих в измерительные системы) с указанием точки измерения и места установки СИ, принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений и диапазона изменения параметра (в табличной форме);
- перечень ИК (в табличной форме), входящих в состав измерительных систем (АИИС КУЭ, АСУ ТП), с указанием принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений, диапазона изменения параметра, компонентного состава ИК с привязкой к наименованиям на принципиальной электрической схеме;
- условия эксплуатации СИ с указанием перечня внешних величин, влияющих на результат измерений (номинальные значения и диапазоны их изменения);
- расчеты-обоснования по выбору технических и метрологических характеристик (МХ) СИ (включая обоснование (ориентировочные расчеты) выбора коэффициентов трансформации, классов точности, вторичных нагрузок и мощностей обмоток учета и измерений ТТ и ТН) и ИК;
- требования к метрологическим и техническим характеристикам каждого СИ;
- требования к конструктивному исполнению СИ, позволяющие проводить в процессе всего срока эксплуатации поверку, калибровку и ТОиР;
- требования к метрологическому обеспечению на всех этапах жизненного цикла, включая требования к разработке и аттестации методик измерений;
- структурно-функциональные схемы включения СИ с указанием: входных цепей, выходных цепей, клеммных коробок, необходимых для оперативного ввода/вывода из работы, поверки, калибровки СИ;
- расчет необходимого объема обменного фонда СИ, требуемого для неотложной замены аварийно вышедших из строя СИ, с указанием всех метрологических и технических характеристик;
- расчет требуемого парка эталонов, рабочих СИ, необходимых для технического и эксплуатационного обслуживания объекта с указанием всех метрологических и технических характеристик;
- решения по организации контроля качества электроэнергии;
- требования к квалификации и расчет численности персонала, необходимого для метрологического обеспечения объекта.

Весь парк СИ (вновь устанавливаемые и заменяемые в том числе эксплуатируемые в составе АСУ ТП, АИИС КУЭ), обменный фонд СИ, эталоны и рабочие СИ, требуемые для технического и эксплуатационного обслуживания объекта, в полном объеме должны быть внесены в заказные спецификации.

5.3.6.3. Решения по метрологическому обеспечению АИИСКУЭ должны соответствовать техническим требованиям оптового рынка и включать требования к

комплексу мероприятий по МО на всех этапах жизненного цикла АИИСКУЭ:

- Внесение соответствующих изменений в описание типа существующей АИИСКУЭ.

- оформление паспортов-протоколов на измерительные комплексы (по ИК, относящимся к сфере государственного регулирования, паспорта-протоколы оформляются в соответствии с требованиями приложения № 11.5 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка);

5.3.6.4. Учесть обязательные требования к приобретаемым СИ (в том числе эксплуатируемых в составе АСУ ТП, АИИСКУЭ) как отечественного, так и импортного производства:

- СИ должно быть включено в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующий сертификат/свидетельство об утверждении типа;

- СИ должно иметь отметку о проведении первичной/заводской поверки, при этом давность проведения первичной/заводской поверки (на момент поставки) не должна превышать шести месяцев.

5.3.7. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА АСУ ТП, АСУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

В разделе должны быть приведены обосновывающие расчеты, подтверждающие достаточность мероприятий, обеспечивающих нормальную работу устройств РЗА, АСУ ТП, АИИСКУЭ, связи, с отражением, в том числе решений по:

- заземляющему устройству объекта проектирования;
- способам раскладки кабелей вторичных цепей и силовых, в т.ч. кабелей собственных нужд объекта проектирования;
- молниезащите и обеспечению отсутствия ее влияния на устройства;
- реализации, при необходимости, дополнительных мероприятий по обеспечению ЭМС при наличии внешних по отношению к объекту строительства мощных источников высокочастотных излучений, применению экранированных и/или неэкранированных кабелей во вторичных цепях для подключения устройств и другие.

В разделе должны быть приведены обосновывающие расчеты, подтверждающие достаточность мероприятий, предусмотренных проектом, по обеспечению требований ЭМС.

5.3.8. Решения по организации электропитания устройств РЗА, АСУ ТП, систем связи и других систем, включая:

- таблицы потребителей сети собственных нужд 0,4 кВ и постоянного оперативного тока и их характеристики;

- провести расчеты и выдать рекомендации о необходимости замены АБ, ЩПТ и зарядных устройств с учетом заменяемого оборудования;

- организовать разработку схем сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ, включая схемы ЩПТ и ЩСН с учетом вновь устанавливаемого оборудования;

- ориентировочные расчеты токов КЗ в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);

- выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока и собственных нужд;

- построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,4 кВ и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);

- контроль состояния АБ и сети постоянного оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли»;

- организация непрерывного мониторинга состояния системы гарантированного электропитания устройств АСТУ/СДТУ с функцией оповещения оперативного персонала объекта электроэнергетики об аварийных отклонениях в режиме работы системы гарантированного электропитания.

- провести проверку оборудования собственных нужд (ТСН и ЩСН) с учетом заменяемого оборудования. Проверить на селективность работу коммутационных аппаратов сети 0,4 кВ. Разработать схему сети 0,4 кВ с учетом заменяемого оборудования.

- провести проверку оборудования сети постоянного тока с учетом заменяемого оборудования. Проверить на селективность работу коммутационных аппаратов. Разработать схему постоянного тока с учетом заменяемого оборудования.

- привести расчет объема кабельной продукции.

5.3.9. Оформить раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (для ПС) с использованием данных инженерно-экологических изысканий.

5.3.10. Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» выполнить в соответствии с действующими отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов и оформить отдельным томом.

5.3.11. В проекте выделить пусковые комплексы (каждый пусковой комплекс должен быть оформлен полным комплектом проектно- сметной документации позволяющей осуществить его ввод):

Разделение проекта на пусковые комплексы выполнить исходя из не превышения стоимости комплекса в 300 млн. руб без НДС и с учетом реализации данного объема работ в весенне летний период.

На каждый пусковой комплекс оформляется полный комплект проектной и рабочей документации, сметной документации а также проходит полный комплекс согласований и экспертиз.

В ПОС для каждого этапа строительства (реконструкции) должны быть проработаны решения:

1) Общие:

- по минимизации количества и периодов эксплуатации объектов с временными (ослабленными) схемами электроснабжения потребителей;
- по определению схемно-режимных условий беспрепятственной коммутации оборудования на каждом этапе строительства (реконструкции) с организацией согласования данных условий на уровне Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ.

2) В части РЗА:

- согласование взаимодействия вновь устанавливаемых устройств РЗА с существующими на ПС устройствами РЗА на каждом этапе строительства;
- временного состава устройств РЗА на переходный период поэтапной реконструкции оборудования: ЛЭП (с учетом очередности замены устройств РЗА, выключателей, ВЧ оборудования, ТН, создания ВОЛС и т.п.).

3) В части АСУ ТП:

- состав компонентов АСУ ТП, вводимых на данном этапе реконструкции;
- организация передачи технологической информации по вновь вводимому оборудованию на верхние уровни управления.

4) В части АИИСКУЭ - по сохранению автоматического сбора данных по всем точкам учета ПС и передаче информации на верхние уровни управления филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго».

5) В части систем связи:

- состав средств связи, вводимых на каждом этапе строительства;
- направления организации каналов связи с указанием видов передаваемой информации.

5.3.12. Корректировку разделов смет для каждого пускового комплекса приводить в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2000 и текущем, сложившемся ко времени составления смет.

Сметную документацию представить в печатном и в электронном виде в формате программы Гранд Смета а также в MS Excel. При составлении сметной документации в базисном уровне цен применять федеральную сметно-нормативную базу (ФЕР-2001, ФЕРм-

2001, ФЕРп-2001, ФСЦМ)»

Общий сметный лимит средств, необходимых для полного завершения строительства объекта, до ввода в эксплуатацию, определить на основании сводного сметного расчета и сводной сметы на ввод. Предусмотреть включение затрат на проведение технологического и ценового аудита в сметную документацию.

На все инновационные решения, приведенных в Реестре инновационных решений ПАО «Россети», Подрядчиком должна быть составлена отдельная локальная смета, включающая позиции инновационного оборудования, связанные с ним работы по монтажу, поставке, пусконаладке.

При составлении сметной документации на разработку проектной документации, выполненной с повторным использованием СТО 34.01-3.1-002-2016 ПАО «Россети» «Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ» альбомов «ОРУ 35-110 кВ. Типовые проектные решения», ОРУ 35 кВ, РУ 6 кВ, РУ 10 кВ. Типовые проектные решения», инженерных изысканий, разделов «Балансы и режимы», «Конструктивные и объемно-планировочные решения», «Архитектурные решения» проектной документации, предоставляемой Заказчиком, внестадийной документации, руководствоваться положениями п. 3.2 приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 29.12.2009 № 620 «Об утверждении методических указаний по применению справочников базовых цен на проектные работы в строительстве».

Для пересчета сметной стоимости в текущий уровень цен в сводном сметном расчете использовать индексы изменения сметной стоимости строительства ежеквартально публикуемые и рекомендуемые к применению Минстроем России, сложившихся на дату представления сметной документации в органы (организации), уполномоченные на проведение экспертизы проектной документации (постановление Правительства РФ от 18.05.2009 № 427 «О порядке проведения проверки достоверности определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства, финансирование которых осуществляется с привлечением средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации, средств юридических лиц, созданных Российской Федерацией, субъектами Российской Федерации, муниципальными образованиями, юридических лиц, доля Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, муниципальных образований в уставных (складочных) капиталах которых составляет более 50 процентов»).

Затраты на содержание службы заказчика-застройщика определить с учетом требований Методических рекомендаций по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика.

5.3.13. В случае, когда строительство и ввод в эксплуатацию зданий, сооружений предусматривается осуществлять отдельными этапами строительства, необходимо сформировать ведомость сметной стоимости строительства объектов, входящих в этап строительства, с объединением отдельных этапов строительства в общий сводный сметный расчет.

5.3.14. При наличии этапов строительства и разных собственников выполнить отдельные сводные сметные расчеты с объединением их в сводку затрат.

5.3.15. Руководствуясь Постановлением Госстроя России от 05.03.2004 № 15/1 «Об утверждении и введении в действие Методики определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации», а также МДС 81-35.2004 определить непосредственный размер и включить в сводный-сметный расчет объектов строительства следующие затраты по получению исходно-разрешительной документации и оформлению земельно-имущественных отношений:

- затраты по получению исходно-разрешительной документации;
- затраты, связанные с выполнением исполнительной съемки объекта проектирования, выполненной и зарегистрированной в соответствии с требованиями,

установленными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации или местного самоуправления, на территориях которых расположены объекты проектирования;

- иные затраты, определенные в ходе разработки проектной документации, связанные с обязательным выполнением требований действующего законодательства.

5.3.16. Лимит прочих работ и затрат включить в сметную документацию.

5.3.17. При разработке проектной документации учитывать следующие требования:

В разделах проектной документации, в том числе «Пояснительная записка», «Проект организации строительства» и «Архитектурные решения» указывать наименования и единицы измерения реконструируемого объекта капитального строительства.

Для объекта капитального строительства необходимо указать существующие параметры (показатели) согласно данным технической документации (технический паспорт, технический план, кадастровый паспорт/выписка), а также параметры (показатели) в результате реализации решений проектной документации.

5.3.18. Выполнить раздел «Эффективность инвестиций».

В том числе в разделе определить следующие показатели:

- чистый дисконтированный доход (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- срок окупаемости простой;
- срок окупаемости дисконтированный.

5.3.19. При выполнении проектной документации:

- производить сравнительный анализ альтернативных вариантов реализации с целью выявления наиболее эффективного варианта в части снижения капитальных и текущих издержек Общества на реконструкцию и содержание объекта;
- предусматривать в составе проектной документации расчет затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание объекта на протяжении срока его полезного использования.

5.3.20. При выполнении проектной документации учесть единые стандарты фирменного стиля объектов ПАО «МРСК Центра».

5.3.21. Раздел «Пояснительная записка» (ПЗ).

Раздел оформить отдельным томом в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

В ПЗ привести реквизиты и сведения об использовании ранее разработанной документации при выполнении проектной документации по настоящему титулу: каталогов унифицированных и типовых конструкций (схем, компоновок и т.д.), типовой проектной документации, проектов повторного применения, материалов ранее разработанной внестадийной и/или проектной документации и т.п.

В ПЗ для каждого этапа строительства (реконструкции) и пускового комплекса должны быть описаны решения:

В части РЗА:

- взаимодействия вновь устанавливаемых устройств РЗА с существующими на ПС устройствами РЗА;
- временного состава устройств РЗА на переходный период поэтапной реконструкции оборудования: ЛЭП (с учетом очередности замены устройств РЗА, выключателей, замены ВЧ оборудования, ТН, создания ВОЛС и т.п.

В части АСУ ТП:

- состав компонентов АСУ ТП, вводимых на каждом этапе строительства;
- организация передачи технологической информации по вновь вводимому оборудованию на верхние уровни управления;
- сохранение объема передачи технологической информации по нереконструируемому оборудованию на верхние уровни управления.

В части АСУЭ:

по сохранению автоматического сбора данных по всем точкам учета ПС и передаче информации на верхние уровни управления филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго».

В части систем связи:

- состав средств связи, вводимых на каждом этапе строительства;
- направления организации каналов связи с указанием видов передаваемой информации.

5.3.22. При переработке проектной документации в приоритетном порядке следует рассматривать технические решения с применением оборудования, конструкций, материалов и технологий отечественного производства.

В разделе «Пояснительная записка» отразить сведения о возможности реализации проектных решений с применением оборудования, конструкций, материалов и технологий, производимых в Российской Федерации. Привести перечень типов/видов оборудования, конструкций, материалов и технологий, предусмотренных проектной документацией, но не производимых на территории Российской Федерации.

В разделе «Пояснительная записка» привести перечень оборудования, материалов, систем и технологий, предусмотренных проектной документацией и включенных в утверждаемый ПАО «Россети» перечень инновационного оборудования, материалов, систем и технологий.

5.3.23. Документацию в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) представить Заказчику на материальных носителях, а именно:

- в 5 (пяти) экземплярах на бумажном носителе после получения положительных заключений органов экспертизы (количество экземпляров определяется филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»), из которых не менее 1 (одного) экземпляра в оригинале. Каждый том оригинала и копии ПД должен быть прошит, заверен печатью и подписью руководителя, страницы пронумерованы. Все экземпляры томов копий ПД должны быть заверены печатью проектной организации «Копия верна»;
- в электронном виде в формате pdf с текстовой подложкой для документов с текстовым, графическим содержанием; xls,xlsx для сводки затрат, сводного сметного расчета стоимости строительства, объектных сметных расчетов (смет), сметных расчетов на отдельные виды затрат; xml для локальных сметных расчетов (смет) на всех этапах проектирования в том числе её согласования (количество экземпляров определяется филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»);
- в электронном виде в формате pdf с текстовой подложкой, а также в форматах rtf, doc, docx, xls и/или xlsx, в универсальном формате xml для документов с текстовым содержанием, dwg и/или dwx для документов с графическим содержанием, расчетные модели в формате программного обеспечения (компьютерных программ), которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений, электротехнических и других видах расчетов после получения положительных заключений органов экспертизы (количество экземпляров определяется филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»);
- в 2 (двух) экземплярах на CD носителе и USB-Flash.

Электронная версия документации должна соответствовать ведомости основного комплекта проектной документации и комплектоваться отдельно по каждому тому. Наименования файлов томов, сшивов чертежей должны соответствовать названию документации, представленной на бумажных носителях.

5.4. Разработка и согласование рабочей документации (РД) в соответствии с требованиями нормативно-технических документов

5.4.1. Рабочая документация должна быть переработана в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.1101-2009 и другой действующей НТД.

Рабочая документация должна быть согласована:

- согласование рабочей документации с Заказчиком.
 - 5.4.2. Рабочая документация должна включать в себя:
 - конструктивные решения (установочные чертежи) в соответствии с видами выбранного электрооборудования и компоновочными решениями, утвержденными в проектной документации.
 - решения по релейной защите (РЗА) с использованием микропроцессорных устройств, включая:
 - схемы размещения устройств релейной защиты;
 - монтажные схемы распределения по трансформаторам тока устройств РЗА, схема организации цепей питания устройств РЗА;
 - данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА;
 - структурно-функциональные схемы устройств РЗА присоединений с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей;
 - схемы организации передачи информации между устройствами РЗА, и оборудованием ПС;
 - схемы организации цепей переменного напряжения на объекте проектирования.
- В части АСУ ТП ПС предусмотреть:
- структурную и принципиальную схемы организации АСУ ТП;
 - структурные и функциональные схемы организации передачи информации по GOOSE и MMS, с расчетом пропускной способности элементов сетевой инфраструктуры;
 - планы размещения оборудования и кабельных трасс;
 - таблицы соединений и подключений (кроссовые журналы);
 - схемы электропитания оборудования АСУ ТП;
 - схемы подключения дискретных сигналов ТС, ТУ и измерительных цепей (проектом предусмотреть подключение контрольных кабелей через промежуточные клеммники к контроллерам АСУ);
 - схемы подключения измерительных цепей;
 - схемы организации сетевой инфраструктуры с указанием портов подключаемых устройств (коммутаторов, контроллеров АСУ, терминалов РЗА и т.д.);
 - перечни сигналов телеметрической информации ТС, ТИ, ТУ с указанием направления передачи по каждому сигналу (РЭС, ЦУС, РДУ)
 - спецификации оборудования и материалов.
 - Схемы общего вида шкафов и контроллеров АСУ ТП

Так же проект в части АСУ ТП должен соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-002.2016. Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования в части требований:

- к обеспечению ЭМС;
- к характеристикам контроллеров;
- к стандартизации и унификации устройств;
- к техническому обслуживанию;

Дополнительные требования к АСУ ТП:

- в случае размещения оборудования в шкафах 19” Необходимо руководствоваться следующими требованиями. Телекоммуникационный шкаф должен быть оснащен принудительной системой вентиляции (4 вентилятора), комплектом заземления, блоком электрических розеток не менее 8 гнезд, блоком автоматического контроля и регулировки температурных режимов. В телекоммуникационном шкафу предусмотреть установку полки для размещения дополнительного оборудования.

- модули ввода-вывода ТС и ТУ должны иметь возможность «горячей замены», без отключения питания контроллеров АСУ ТП и перезагрузки контроллера;
- информационная емкость АСУ ТП определяется проектом и должна составлять не менее 120 % фактического объема телеинформации;
- Телеуправление выключателями и телерегулирование трансформаторов должно производиться через микропроцессорные терминалы РЗА;
- Телеуправление разъединителями должно производиться напрямую, с учетом состояния блокировок и терминалов РЗА;
- АСУ ТП должна обеспечивать удаленное управление уставками РЗА и при необходимости удаленное параметрирование ИЭУ и РЗА.
- для электропитания устройств от источников электроэнергии, входящих в состав АСУ ТП (преобразователей напряжения, контроллеров, коммутаторов источников бесперебойного питания и пр.), должны применяться рекомендованные номинальные значения напряжения постоянного и переменного тока согласно ГОСТ Р 51179 (разделы 4.2 и 4.3).
- в составе АСУ ТП должен быть предусмотрен резервный источник электропитания, обеспечивающий функционирование ПТК в течение 2х часов пропадания напряжения на вводе. Переключение питания нагрузки с сети на аккумуляторные батареи и наоборот не должно повлечь за собой сбой в работе устройств ПТК. Возможно применение единого ИБП для бесперебойного питания оборудования АСУ ТП, АСУЭ и ТК
- при проектировании АСУ ТП должны быть предусмотрены меры по автоматическому восстановлению питания электрической энергией устройств ПТК в обход источника бесперебойного питания в случае его выхода из строя.
- должна быть предусмотрена возможность замены резервного источника электропитания в случае выхода его из строя без отключения АСУ ТП ПС (в «горячем» режиме).
- ПТК должен обеспечивать возможность электропитания от внешних цепей 230 В переменного и/или 220 В постоянного тока.

5.4.3. Схемы по организации цепей оперативной блокировки коммутационных аппаратов.

5.4.4. Мероприятия по предотвращению импульсных помех, решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ТМ, АИИС КУЭ обеспечивающих их нормальную работу в соответствии с ГОСТ Р 51317 (МЭК 61000) "Совместимость технических средств электромагнитная".

5.4.5. Решения по организации электропитания систем РЗА, АСУ ТП, ТМ, систем связи и других систем, включая:

- привязку оборудования СН к цепям РЗА, телемеханики, связи, АИИСКУЭ;
- таблицы потребителей оперативного тока и их характеристики;
- схему сети оперативного тока;
- расчеты токов короткого замыкания оперативного тока, построение карт селективности защитных аппаратов оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- схему первичных соединений с учетом заменяемого оборудования;
- схемы постоянного тока и собственных нужд с учетом заменяемого оборудования.

5.4.6. Кабельный журнал, план раскладки кабелей, привести расчет кабельной продукции, необходимой для создания подсистем РЗА, СН, СОПТ, АИИС КУЭ, АСУ ТП, связь, и всем проектируемым системам.

5.4.7. Схемы молниезащиты оборудования ПС и грозозащиты подходов ВЛ к подстанции с учетом грозотросов и ОПН обоснованные расчетами.

5.4.8. Схему заземляющего устройства в соответствии с требованиями ПУЭ и условиями протекания длительного наибольшего тока несимметричного режима в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех», утвержденными Департаментом науки и техники 29.06.93 (РД 34.20.116-93) под заменяемым оборудованием с привязкой к существующему (планируемому к замене в последующие годы) контуру заземления.

5.4.9. В части обеспечения безопасности технологического процесса проектом предусмотреть:

- схемы системы охранной сигнализации ОПУ;
- схемы системы пожарной сигнализации ОПУ;
- освещение подстанции.
- строительные чертежи

Оформить отдельным томом.

5.4.10. Раздел «Энергетическая эффективность»

Данный раздел должен содержать следующие сведения о перечне мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности, включающих:

- показатели, характеризующие удельную величину расхода электроэнергии на собственные нужды ПС;
- решения по архитектурным, функционально-технологическим, конструктивным и инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений;
- решения по включаемым в рабочую документацию и применяемым при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте зданий, строений и сооружений технологиям и материалам, позволяющим исключить нерациональный расход энергетических ресурсов как в процессе строительства, реконструкции и капитального ремонта зданий, строений и сооружений, так и в процессе их эксплуатации;
- иные установленные требования энергетической эффективности.
- перечень требований энергетической эффективности, которым здание, строение и сооружение должны соответствовать при вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации, и сроки, в течение которых в процессе эксплуатации должно быть обеспечено выполнение указанных требований энергетической эффективности.

5.4.11. Схема и спецификация системы отопления в зданиях и сооружениях (ОПУ, ЗРУ) с применением энергосберегающих приборов, оснащенных системой регулирования температуры.

5.4.12. Решения по установке приборов автоматического включения/отключения систем обогрева оборудования ПС, шкафов наружной установки ОРУ.

6. Особые условия.

6.1. Оформление текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной документации, выполнить в соответствии с приказом Минрегиона России от 02.04.2009 № 108 «Об утверждении правил выполнения и оформления текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной и рабочей документации».

Графические материалы проектных решений, связанные с размещением проектируемого объекта (в том числе чертежи, содержащие первичное и вторичное оборудование, проектируемое по данному ТЗ; ситуационный план ПС; план заходов существующих ЛЭП на ПС; генеральные планы реконструируемой ПС; с указанием границ собственников; планы и профили пересечений КЛ с наземными и подземными коммуникациями по территории ПС; границами охранных и санитарно-защитных зон, проектируемые дороги и маршруты для доставки крупногабаритного груза, чертежи коммуникаций, поэтажные планы и др.), выполнить в электронном виде в местной системе координат, Балтийской системе высот, в масштабе, соответствующем нормативным требованиям, в формате *.dwg, файлов, совместимых с программой AutoCADMap 3D, а

также *.dxf (или ином корпоративном стандарте); текстовые материалы по отводу земельных участков выполнить в электронном виде в программах MSWord, Excel. Проектная и иная документация (с указанием даты внесения изменений), оформленная в установленном порядке (в том числе и с официальными подписями), должна быть представлена в формате AdobeAcrobat.

В составе томов проектной документации отдельные листы или приложения должны быть выполнены на формате А4 или А3. Не допускается передача документации в формате AdobeAcrobat (*.pdf) с пофайловым разделением страниц.

В проектной документации должны использоваться диспетчерские наименования объектов.

6.2. При направлении откорректированных материалов ПД разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

6.3. Разработанная проектная, рабочая документации являются собственностью Заказчика и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

6.4. Проектная организация обеспечивает:

- получение всех необходимых положительных согласований
- внесение соответствующих изменений (с согласованием с Заказчиком) в документацию в соответствии с замечаниями, полученными от согласующих и экспертов либо эффективно оспаривает эти замечания.

В случае возникновения в ходе проектирования необходимости выполнения дополнительных мероприятий, не предусмотренных настоящим заданием на проектирование, выполнить дополнительные работы по разработке проектной и рабочей документации без изменения сроков и стоимости работ по договору подряда на выполнение проектных (и изыскательских) работ, при условии, если дополнительные работы не превышают десяти процентов общей стоимости работ по договору подряда.

6.5. При необходимости, по запросу проектной организации, выполняющей разработку проектной документации, Заказчик предоставляет доверенность на получение технических условий или сбор исходных данных и иных документов, необходимых для выполнения проектных работ и работ по выбору и утверждению трассы (площадки строительства).

6.6. Технические решения проектной документации должны основываться на применении оборудования, материалов и систем, включенных в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных к применению на объектах ПАО «Россети», в противном случае в проектной документации указать на необходимость обязательного прохождения процедуры Проверки качества для соответствующих видов оборудования, материалов и систем для контроля его соответствия заявленным характеристикам и предъявляемым техническим требованиям».

6.7. Сокращения в задании на проектирование приняты согласно приложению 2 к настоящему ТЗ.

6.8. При формировании проектных решений минимизировать использование импортного оборудования и материалов, стоимость которых зависит от валютных курсов, в случае применения импортного оборудования предоставить соответствующее обоснование. Выполнить сравнительный анализ технико-экономических показателей предлагаемого к применению импортного оборудования и отечественных аналогов (показатели производительности, показатели качества, показатели потребления ресурсов, показатели надежности и режима обслуживания и т.д.).

6.9. Применяемое при проектировании силовое оборудование, устройства РЗА, АСУ ТП и связи, АСУЭ, АСТУ, систем диагностики должны быть согласованы с Заказчиком и производителями оборудования и устройств на предмет возможности реализации принятых технических решений, совместимости отдельных составных частей оборудования и

устройств, соответствия выполняемых функции устройств их назначением.

6.10. Технические решения проектной (рабочей) документации в части первичного (силового) оборудования, строительных конструкций, зданий и сооружений, должны учитывать наличие конструкций или устройств (съёмных или стационарных) для безопасного выполнения работ на высоте в соответствии с «Правилами по охране труда при работе на высоте» (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 28 марта 2014г. №155н г. Москва).

6.11. Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

6.12. Технические характеристики электрических шин и ошиновки распределительного устройства, измерительных трансформаторов и других электросетевых элементов объекта электроэнергетики не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки любых присоединений к распределительному устройству линии электропередачи, автотрансформаторов (трансформаторов) и другого оборудования с учетом их перегрузочной способности.

7. Исходные данные для корректировки проектной документации.

Перечень исходных данных, сроки их подготовки и передачи определяются условиями Договора на разработку проектной документации и календарным графиком. Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Приложения:	1	Нормативно-технические документы, определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации.
	2	Перечень сокращений.

8. Сроки выполнения работ.

Сроки выполнения работ: начало – с момента подписания договора, окончание – в течение 6 месяцев с момента подписания договора.

Начсл ПС

Начсл РЗА

Нач УКиТСУ

Нач УТР

Согласовано:

Зам. директора по КС

Д.А. Бутузов

А.А. Внуков

Е.С. Федерякин

О.А. Середкин

С.В. Дмитриев

Нормативно-технические документы, определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки документации:

Нормативные акты федерального уровня:

1. Земельный кодекс Российской Федерации.
2. Лесной кодекс Российской Федерации.
3. Водный кодекс Российской Федерации.
4. Воздушный кодекс Российской Федерации.
5. Градостроительный кодекс Российской Федерации.
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 28.10.2003 № 648 «Об утверждении Положения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть».
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 12.08.2008 № 590 «О порядке проведения проверки инвестиционных проектов на предмет эффективности использования средств федерального бюджета, направляемых на капитальные вложения»
9. Постановления Правительства РФ от 17.06.2015 № 600 «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности».
10. Постановление Правительства Российской Федерации от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».
11. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».
12. Постановление Правительства РФ от 15.02.2011 № 73 «О некоторых мерах по совершенствованию подготовки проектной документации в части противодействия террористическим актам».
13. Постановление Правительства РФ от 13.08.1996г. № 997 «Об утверждении Требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи».
14. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации».
15. Постановление Правительства Российской Федерации от 26.12.2014 №1521 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
16. Постановление Правительства Российской Федерации от 19.02.2015 №138 «Об утверждении правил создания охранных зон отдельных категорий особо охраняемых

природных территорий, установления их границ, определения режима охраны и использования земельных участков и водных объектов в границах таких зон».

17. Постановление Главного государственного врача Российской Федерации от 09.09.2010 № 122 «Об утверждении СанПин 2.2.1/2.1.1.2739-10. Изменения и дополнения № 3 к СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Новая редакция».

18. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ.

19. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ.

20. Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ.

21. Федеральный закон от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

22. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7 «Об охране окружающей среды».

23. Федеральный закон от 04.05.1999 № 96 «Об охране атмосферного воздуха».

24. Федеральный закон от 14.03.1995 № 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях»;

25. Федеральный закон от 24.04.1995 № 52-ФЗ «О животном мире»;

26. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

27. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

28. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

29. Федеральный закон от 21.07.2011 N 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;

30. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

31. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

32. Федеральный закон от 20.03.2011 № 41-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации в части вопросов территориального планирования».

33. Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

34. Федеральный закон от 30.03.1999 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».

35. Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении».

36. Федеральный закон от 24.07.2007 № 221-ФЗ «О кадастровой деятельности»;

37. Закон от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».

38. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

39. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 28.03.2014 № 155н «Правила по охране труда при работе на высоте»

40. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

41. Приказ Рослесхоза от 10.06.2011 № 223 «Об утверждении Правил использования лесов для строительства, реконструкции, эксплуатации линейных объектов».

42. Информационное письмо Рослесхоза от 13.12.2012 № НК-03-54/14278 «О применении положений приказа Рослесхоза от 10.06.2011 № 223 в части объектов электроэнергетики» с разъяснениями к приказу Рослесхоза от 10.06.2011 № 223.

43. Постановление Госстандарта России от 30.09.2002 № 357-ст ГОСТа Р 8.596-2002 Государственный стандарт Российской Федерации. Государственная система обеспечения единства измерений «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

44. Приказ Ростехрегулирования от 30.11.2009 N 525-ст ГОСТ Р 21.1101 -2009 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».

Отраслевые НТД:

1. Правила устройства электроустановок.
2. Приказ Минэнерго России от 19.06. 2003 № 229 «Об утверждении правил технической эксплуатации электрических станций и сетей».
3. Приказ Минэнерго России от 30.06.2003 № 277 «Об утверждении Методических указаний по устойчивости энергосистем».
4. Приказ Минэнерго России от 30.06.2003 № 281 «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем».
5. Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «Электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению, РД 153-34.3-20.409-99, утвержденные РАО «ЕЭС России» 13.12.1999.
6. ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния», введен в действие Приказом Росстандарта от 27.12.2012 № 1984-ст.
7. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», введен в действие Приказом Росстандарта от 22.07.2013 № 400-ст.
8. ГОСТ Р МЭК 62067-2011 «Кабели силовые с экструдированной изоляцией и арматура к ним на номинальное напряжение свыше 150 кВ ($U(m)=170$ кВ) до 500 кВ ($U(m)=550$ кВ). Методы испытаний и требования к ним», введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.08.2011 № 244-ст.
9. ГОСТ Р МЭК 60840-2011 «Кабели силовые с экструдированной изоляцией и арматура к ним на номинальное напряжение свыше 30 кВ ($U(m)=36$ кВ) до 150 кВ ($U(m)=170$ кВ). Методы испытаний и требования к ним», введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 августа 2011 г. N 246-ст.
10. ГОСТ Р МЭК 55025-2012 «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 15, 20 и 35 кВ. Технические условия», введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27.12.2012 г. № 486
11. СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства», утвержден постановлением Госстроя СССР от 11.12.1985 №215
12. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве Часть 1. Общие требования».
13. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве Часть 2. Строительное производство».
14. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 29.12.2009 № 620 «Об утверждении методических указаний по применению справочников базовых цен на проектные работы в строительстве».
15. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами

энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

16. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования».

ОРД и НТД ПАО «Россети», ДЗО ПАО «Россети» АО «СО ЕЭС»:

1. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», утвержденное Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 22.02.2017 № 252).

2. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. СТО 56947007-29.130.15.105-2011.

3. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. СТО 56947007-29.130.15.114-2012.

4. Методические указания по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ от грозовых перенапряжений. СТО 56947007-29.240.02.001-2008.

5. Методика оценки технического состояния зданий и сооружений объектов. СТО 56947007-29.240.119-2012.

6. Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные. Методика испытаний на устойчивость после изготовления. СТО 56947007-29.080.15.060-2010.

7. Типовые технические требования к опорам шинным на напряжение 35-750 кВ. СТО 56947007-29.080.30.073-2011.

8. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. СТО 56947007-29.240.059-2010.

9. Длина пути утечки внешней изоляции электроустановок переменного тока классов напряжения 6-750 кВ. СТО 56947007-29.240.068-2011.

10. Изоляторы подвесные для ВЛ 110-750 кВ. Методы испытаний. СТО 56947007-29.240.069-2011.

11. Изоляция электроустановок в районах с загрязненной атмосферой. Эксплуатация и техническое обслуживание. СТО 56947007-29.240.133-2012.

12. Электрооборудование на напряжение свыше 3 кВ. Методы испытаний внешней изоляции в загрязненном состоянии. СТО 56947007-29.240.144-2013.

13. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС. СТО 56947007-29.240.01.053-2010.

14. Методические указания по количественной оценке механической надежности действующих воздушных линий напряжением 0,38-10 кВ при гололедно-ветровых нагрузках. СТО 56947007-29.240.50.002-2008.

15. Методические указания по расчету климатических нагрузок в соответствии с ПУЭ - 7 и построению карт климатического районирования. СТО 56947007-29.240.055-2010.

16. Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ. СТО 56947007-29.240.55.018-2009.

17. Руководство по проектированию многогранных опор и фундаментов к ним для ВЛ напряжением 110-500 кВ. СТО 56947007-29.240.55.054-2010.

18. Методические указания по оценке эффективности применения стальных многогранных опор и фундаментов для ВЛ напряжением 35-500 кВ. СТО 56947007-29.240.55.096-2011.

19. Методические указания по оценке технического состояния ВЛ и остаточного ресурса компонентов ВЛ. СТО 56947007-29.240.55.111-2011.
20. Методические указания по разработке технологических карт и проектов производства работ по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ. СТО 56947007-29.240.55.168-2014.
21. Методические указания по определению региональных коэффициентов при расчете климатических нагрузок. СТО 56947007-29.240.056-2010.
22. Методические указания по составлению карт степеней загрязнения на территории расположения ВЛ и ОРУ ПС. СТО 56947007-29.240.058-2010.
23. Шлейфовые соединения присоединяемые на ВЛ 220-500 кВ. Методы испытаний. СТО 56947007-29.120.10.130-2012.
24. Шлейфовые соединения присоединяемые на ВЛ 220-500 кВ. Типовая методика расчёта длины. СТО 56947007-29.120.10.131-2012.
25. Внутрифазные дистанционные распорки - гасители. Технические требования. СТО 56947007-29.120.10.158-2013.
26. Натяжная арматура для ВЛ. Технические требования. СТО 56947007-29.120.10.061-2010.
27. Поддерживающая арматура для ВЛ. Технические требования. СТО 56947007-29.120.10.062-2010.
28. Соединительная арматура для ВЛ. Технические требования. СТО 56947007-29.120.10.063-2010.
29. Сцепная арматура для ВЛ. Технические требования. СТО 56947007-29.120.10.064-2010.
30. Контактная арматура для ВЛ. Технические требования. СТО 56947007-29.120.10.065-2010.
31. Грозозащитные тросы для воздушных линий электропередачи 35-750 кВ. СТО 56947007-29.060.50.015-2008
32. Траверсы изолирующие полимерные для опор ВЛ 110-220 кВ. Общие технические требования, правила приемки и методы испытаний. СТО 56947007-29.120.90.033-2009.
33. Методика диагностики состояния фундаментов опор ВЛ методом неразрушающего контроля. СТО 56947007-29.120.95.017-2009.
34. Типовые технические требования к фундаментам опор 35-750 кВ. СТО 56947007-29.120.95.089-2011.
35. Нормы проектирования поверхностных фундаментов для опор ВЛ и ПС. СТО 56947007-29.120.95-049-2010.
36. Нормы проектирования фундаментов из винтовых свай. СТО 56947007-29.120.95-050-2010.
37. Нормы проектирования фундаментов из стальных свай-оболочек и буронабивных свай большого диаметра. СТО 56947007-29.120.95-051-2010.
38. Руководство по расчету режимов плавки гололеда на грозозащитном тросе со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ) и применению распределенного контроля температуры ОКГТ в режиме плавки. СТО 56947007-29.060.50.122-2012.
39. Методические указания по применению сигнализаторов гололёда (СГ) и прогнозированию гололёдоопасной обстановки. СТО 56947007-29.240.55.113-2012.
40. Методические указания по определению климатических нагрузок на ВЛ с учетом ее длины , СТО 56947007-29.240.057-2010
41. Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше. СТО 56947007-29.060.20.020-2009.

42. Силовые кабели. Методика расчета устройств заземления экранов, защиты от перенапряжений изоляции силовых кабелей на напряжение 110 – 500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. СТО 56947007-29.060.20.103-2011.
43. Типовые технические требования к кабельным системам 110, 220, 330, 500 кВ. СТО 56947007-29.230.20.087-2011.
44. Инструкция по эксплуатации силовых маслонаполненных кабельных линий напряжением 110-500 кВ . СТО 56947007-29.240.85.046-2010.
45. Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП. СТО 56947007-25.040.70.101-2011.
46. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). СТО 56947007-29.240.10.028-2009.
47. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования электротехнического оборудования ПС ЕНЭС. СТО 56947007-29.240.10.030-2009.
48. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ. СТО 56947007-29.240.121-2012.
49. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
50. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010
51. Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ. СТО 56947007-29.240.35.146-2013.
52. КРУЭ на номинальные напряжения 6-35 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.240.35.164-2014.
53. Руководящий документ по проектированию жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ. СТО 56947007-29.060.10.005-2008.
54. Методические указания по расчету и испытаниям жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ. СТО 56947007-29.060.10.006-2008.
55. Типовые программы и методики квалификационных, периодических и приемосдаточных испытаний жесткой ошиновки ОРУ И ЗРУ 110-500 кВ. СТО 56947007-29.060.10.117-2012.
56. Токопроводы с литой (твёрдой) изоляцией на напряжение 6-35 кВ. СТО 56947007-29.120.60.106-2011.
57. Токопроводы элегазовые на напряжение 110-500 кВ. Технические требования. СТО 56947007-29.120.60.115-2012.
58. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. СТО 56947007-29.180.01.116-2012.
59. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования. СТО 56947007-29.200.10.011-2008.
60. Типовые технические требования к высоковольтным вводам классов напряжения 10 - 750 кВ. СТО 56947007-29.080.20.088-2011.
61. Реакторы токоограничивающие на номинальное напряжение 6-500 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.180.04.165-2014.
62. Типовые технические требования к шунтирующим реакторам 500 кВ. СТО 56947007-29.180.078-2011.
63. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения. СТО 56947007-29.130.01.145-2013.
64. Разъединители класса напряжения 220 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.130.10.027-2009.

65. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. СТО 56947007-29.130.10.095-2011.
66. Вакуумные выключатели на номинальные напряжения 110 и 220 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.130.10.166-2014.
67. Трансформаторы тока на напряжения 330, 500 и 750 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-17.220.21.162-2014.
68. Типовые технические требования к комбинированным трансформаторам тока и напряжения 110 и 220 кВ. СТО 56947007-29.180.080-2011.
69. Типовой порядок организации и проведения поверки (калибровки) измерительных трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН) на местах их эксплуатации. СТО 56947007-29.240.127-2012.
70. Ограничители перенапряжений нелинейные класса напряжения 220 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.130.10.025-2009.
71. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. СТО 56947007-29.120.40.093-2011.
72. Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях ЕНЭС. СТО 56947007-29.120.40.102-2011.
73. Типовые технические требования к конденсаторам связи. СТО 56947007-29.230.99.086-2011.
74. Методические указания по определению поверхностного натяжения трансформаторных масел на границе с водой методом отрыва кольца. СТО 56947007-29.180.010.070-2011.
75. Методические указания по определению содержания газов, растворенных в трансформаторном масле. СТО 56947007-29.180.010.094-2011.
76. Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС. СТО 56947007-29.180.02.140-2012.
77. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России. СТО 56947007-29.240.019-2009.
78. Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной защиты производства GE Multilin (L60). СТО 56947007-29.120.70.031-2009.
79. Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 220 кВ и выше, устройств АПВ сетей 330 кВ и выше производства ООО НПП «ЭКРА». СТО 56947007-29.120.70.032-2009.
80. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами. СТО 56947007-29.120.70.042-2010.
81. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». СТО 56947007-29.120.70.98-2011.
82. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». СТО 56947007-29.120.70.99-2011.
83. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ЗАО «АРЕВА Передача и Распределение». СТО 56947007-29.120.70.100-2011.

84. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства компании «GE Multilin». СТО 56947007-29.120.70.109-2011.
85. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) автотрансформаторов ВН 220-750 кВ. СТО 56947007-29.120.70.135-2012.
86. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) дифференциальной токовой защиты шин 110-750 кВ. СТО 56947007-29.120.70.136-2012.
87. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ. СТО 56947007-29.120.70.137-2012.
88. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) шунтирующих реакторов 110-750 кВ. СТО 56947007-29.120.70.138-2012.
89. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования в составе закупочной документации. СТО 56947007-33.040.20.022-2009.
90. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации. СТО 59012820.29.020.002-2012.
91. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. СТО 59012820.29.240.001-2011.
92. Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики (ПА). СТО 56947007-33.040.20.123-2012.
93. Типовые алгоритмы локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА) (ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ). СТО 56947007-33.040.20.142-2013.
94. Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.55.159-2013.
95. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции типовые технические требования в составе закупочной документации. СТО 56947007-35.240.01.023-2009.
96. Типовая программа и методика испытаний автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 35.240.01.107-2011.
97. Типовая программа приемо-сдаточных испытаний АСУ ТП законченных строительством подстанций. СТО 56947007-25.040.40.012-2008.
98. Типовая программа и методика испытаний программно-технического комплекса автоматизированной системы управления технологическими процессами (ПТК АСУ ТП) и микропроцессорного комплекса системы сбора и передачи информации (МПК ССПИ) подстанций в режиме шторм. СТО 56947007- 25.040.40.112-2011.
99. Типовая программа и методика заводских испытаний программно-технических комплексов автоматизированных систем управления технологическими процессами, систем сбора и передачи информации (ПТК АСУ ТП и ССПИ). СТО 56947007-25.040.40.160-2013.
100. 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.

101. Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления. СТО 56947007-29.130.01.092-2011.
102. Информационно-технологическая инфраструктура подстанций. Типовые технические решения. СТО 56947007-29.240.10.167-2014.
103. Руководящие указания по выбору частот высокочастотных каналов по линиям электропередачи 35,110,220,330,500 и 750 кВ. СТО 56947007-33.060.40.045-2010.
104. Методические указания по расчету параметров и выбору схем высокочастотных трактов по линиям электропередачи 35-750 кВ переменного тока. СТО 56947007-33.060.40.052-2010.
105. Нормы проектирования систем ВЧ связи. СТО 56947007-33.060.40.108-2011
106. Общие технические требования к устройствам обработки и присоединения каналов ВЧ связи по ВЛ 35-750 кВ. СТО 56947007-33.060.40.125-2012
107. Типовые технические решения по системам ВЧ связи. СТО 56947007-33.060.40.134-2012
108. Технологические присоединение. Методические рекомендации по присоединению малой генерации к электрическим сетям для параллельной работы с энергосистемой. База данных по видам применяемой малой генерации. МР 01-009-2013.
109. Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов. СТО 56947007-29.240.043-2010.
110. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. СТО 56947007-29.240.044-2010.
111. Подготовка и проведение противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом. СТО 59012820.27010.002-2011.
112. Нормативы комплектования автотранспортными средствами, спецмеханизмами и тракторами для технического обслуживания и ремонта объектов ЕНЭС. СТО 56947007-29.240.132-2012.
113. Положение по организации и обеспечению представления средств измерений на испытания в целях утверждения типа, а также на поверку и калибровку. СТО 56947007-29.240.024-2009.
114. Методические указания по разработке и вводу в действие норм времени на поверку, калибровку, контроль исправности средств измерений. СТО 56947007-29.240.128-2012.
115. Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ОАО "ФСК ЕЭС". СТО 56947007-29.240.126-2012.
116. Аккумуляторы и аккумуляторные установки большой мощности. СТО 56947007-29.240.90.183-2014.
117. Типовые технические требования к самонесущим изолированным и защищенным проводам на напряжение до 35 кВ. СТО 56947007-29.060.10.075-2011.
118. Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ. СТО 56947007-29.180.085-2011.
119. Типовые технические требования к разъединителям классов напряжения 6-750 кВ. СТО 56947007-29.130.10.077-2011.
120. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. СТО 56947007-29.130.20.104-2011.
121. Типовые технические требования к изоляторам линейным подвесным полимерным. СТО 56947007-29.080.15.097-2011.
122. Типовые технические требования к изоляторам линейным подвесным тарельчатым. СТО 56947007-29.080.10.081-2011.

123. Типовые технические требования к проводам неизолированным нормальной конструкции. СТО 56947007-29.060.10.079-2011.
124. Спиральная арматура для ВЛ. Технические требования. СТО 56947007-29.120.10.067-2010.
125. Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ. СТО 56947007-29.120.50.076-2011.
126. Выключатели элегазовые колонковые класса напряжения 220 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.130.15.026-2009.
127. Типовые технические требования к силовым трансформаторам 6-35 кВ для распределительных электрических сетей. СТО 56947007-29.180.074-2011.
128. Типовые технические требования к емкостным трансформаторам напряжения 110 и 220 кВ. СТО 56947007-29.180.082-2011.
129. Типовые технические требования к электромагнитным трансформаторам напряжения 110 и 220 кВ. СТО 56947007-29.180.084-2011.
130. Шлейфовые соединения присоединяемые на ВЛ 220-500 кВ. Общие технические требования. СТО 56947007-29.120.10.129-2012.
131. Преобразователи измерительные для контроля показателей качества электрической энергии. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.200.80.180-2014.
132. Жёсткая ошиновка на номинальные напряжения 35-750 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.060.10.163-2014.
133. Газоизолированные линии в электроустановках 110-500 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.240.01.182-2014.
134. Комплектные трансформаторные подстанции блочные. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.240.25.161-2014.
135. Технологическая связь. Типовые технические требования к аппаратуре высокочастотной связи по линиям электропередачи. СТО 56947007-33.060.40.177-2014.
136. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства «SIEMENS AG», «ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE MULTILIN» И «ALSTOM GRID»/«AREVA» для батарей статических конденсаторов. СТО 56947007-29.120.70.186-2014
137. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства «SIEMENS AG», ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE MULTILIN» И «ALSTOM GRID»/«AREVA» для управляемых шунтирующих реакторов. СТО 56947007-29.120.70.187-2014.
138. Технологическая связь. Правила проведения технического надзора за проектированием и строительством волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. СТО 56947007-33.180.10.185-2014.
139. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Общие технические условия. СТО 56947007-29.240.35.184-2014
140. Типовые технические требования к КРУЭ классов напряжения 110-500 кВ. СТО 56947007-29.130.10.090-2011.
141. Управляемые шунтирующие реакторы для электрических сетей напряжением 110-500 кВ. Типовые технические требования. СТО 56947007-29.180.03.198-2015.
142. Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110 - 750 кВ. СТО 56947007-29.180.091-2011.

143. Типовые технические требования к элегазовым выключателям напряжением 10-750 кВ. СТО 56947007-29.130.10.083-2011.
144. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. СТО 56947007-29.240.55.143-2013.
145. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. СТО 56947007-29.120.40.041-2010.
146. Методические указания по совместному применению микропроцессорных устройств РЗА различных производителей в составе дифференциально-фазных и направленных защит с передачей блокирующих и разрешающих сигналов для ЛЭП напряжением 110-220 кВ. СТО 56947007-29.120.70.196-2014.
147. Методические указания по применению ОПН на ВЛ 6 – 750 кВ, СТО 56947007-29.130.10.197-2015.
148. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.192-2014.
149. Стальные многогранные опоры ВЛ 35 – 500 кВ. Технические требования. СТО 56947007-29.240.55.199-2015.
150. Порядок организации и проведения контрольных, внеочередных и дополнительных замеров параметров электрических режимов работы объектов электросетевого комплекса. СТО 34.01-33-004-2014.
151. Правила подготовки и проведения противоаварийных и ситуационных тренировок. СТО 34.01-33-002-2014.
152. Правила ведения оперативных переговоров и передачи оперативных сообщений. СТО 34.01-33-001-2014.
153. Порядок проведения работы с персоналом ОАО «Россети». I часть: «Порядок проверки знаний». СТО 34.01-29-001-2014.
154. Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ОАО «Россети». Общие технические требования. СТО 34.01-27.3-002-2014.
155. Установки противопожарной защиты общие технические требования. СТО 34.01-27.3-001-2014.
156. Автоматизированные системы оперативно-технологического и ситуационного управления. Типовые функциональные требования. СТО 34.01-6.2-001-2014.
157. Программное обеспечение вычислительных комплексов по формированию объемов оказанных услуг по передаче электроэнергии. Типовые функциональные требования. СТО 34.01-5.1-003-2014.
158. Типовой стандарт. Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ОАО «Россети». СТО 34.01-5.1-002-2014.
159. Программное обеспечение информационно-вычислительного комплекса автоматизированной системы учета электроэнергии. Типовые функциональные требования. СТО 34.01-5.1-001-2014.
160. Оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос, натяжные и поддерживающие зажимы, муфты для организации ВОЛС-ВЛ на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Общие технические условия. СТО 56947007-33.180.10.174-2014.
161. Оптические неметаллические самонесущие кабели, натяжные и поддерживающие зажимы, муфты для организации ВОЛС-ВЛ на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Общие технические условия. СТО 56947007-33.180.10.175-2014

162. Оптический кабель, встроенный в фазный провод, натяжные и поддерживающие зажимы, муфты для организации ВОЛС-ВЛ на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Общие технические условия. СТО 56947007-33.180.10.176-2014.

163. Устройства сбора и передачи данных автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Типовые технические требования. СТО 56947007-35.240.01.188-2014.

164. Методические указания по дистанционному оптическому контролю изоляции воздушных линий электропередачи и распределительных устройств переменного тока напряжением 35 – 1150 кВ. СТО 56947007-29.240.003-2008.

165. Порядок расследования и учёта пожаров в электросетевом комплексе ОАО «Россети». СТО 34.01-1.2-001-2014.

166. Правила подготовки и проведения учений по отработке взаимодействия при ликвидации аварийных ситуаций в электросетевом комплексе. СТО 34.01-33-006-2015.

167. Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети». Общие технические требования. СТО 34.01-27.1-001-2014.

168. Методические указания по проектированию ВЛ 110-220 кВ с применением композитных опор. СТО 34.01-2.2-001-2015.

169. Регламент организации и проведения контроля и мониторинга качества электрической энергии в электросетевом комплексе ПАО «Россети». СТО 34.01-39.1-001-2015.

170. Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Анкерная и поддерживающая арматура для СИП-1 и СИП-2. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-002-2015.

171. Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Вспомогательная арматура. Общие технические требования . СТО 34.01-2.2-003-2015.

172. Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Ответительная арматура. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-004-2015.

173. Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Правила приёмки и методы испытаний. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-005-2015.

174. Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Соединительная арматура. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-006-2015.

175. Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Анкерная и поддерживающая арматура для СИП-4. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-007-2015.

176. Птицезащитные устройства для воздушных линий электропередачи и открытых распределительных устройств подстанций. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-010-2015.

177. Птицезащитные устройства для воздушных линий электропередачи и открытых распределительных устройств подстанций. Правила приёмки и методы испытаний. СТО 34.01-2.2-011-2015.

178. Методические указания по проведению многофакторных ускоренных испытаний на старение изоляторов опорных полимерных на напряжение 110-220 кВ. СТО 56947007-29.240.10.179-2014.

179. Методические указания по защите от резонансных повышений напряжения в электроустановках 6-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.191-2014.

180. Технологическая связь. Руководство по эксплуатации каналов высокочастотной связи по линиям электропередачи 35-750 кВ. СТО 56947007-33.060.40.178-2014.

181. Методические указания по расчету термического воздействия токов короткого замыкания и термической устойчивости грозозащитных тросов и оптических кабелей, встроенных в грозозащитный трос, подвешиваемых на воздушных линиях электропередачи. СТО 56947007-33.180.10.173-2014.

182. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого и технического учета электроэнергии и системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных. Организация эксплуатации и технического обслуживания. СТО 34.01-5.1-004-2015.

183. Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. СТО 56947007-33.180.10.172-2014.

184. Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования. СТО 56947007-29.060.20.071-2011.

185. Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики подстанций. СТО 56947007-33.040.20.181-2014.

186. Электрогенераторные установки с двигателями внутреннего сгорания. Типовые технические требования. СТО 34.01-3.2-006-2015.

187. Планирование и выполнение ремонта, формирование списка объектов для включения в раздел инвестиционной программы в части технического перевооружения и реконструкции с учетом жизненного цикла продукции. СТО 34.01-24-002-2015

188. Опоры воздушных линий электропередачи металлические решётчатые. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-008-2016.

189. Арматура для воздушных линий электропередачи напряжением 6-110 кВ с защищенными проводами. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-009-2016.

190. Комплектные трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ. Общие технические требования. СТО 34.01-3.1-001-2016.

191. Трансформаторы тока на классы напряжения 6-35 кВ. Общие технические требования. СТО 34.01-3.2-001-2016.

192. Электромагнитные трансформаторы напряжения класса напряжения 330, 500 и 750 кВ. Общие технические требования. СТО 34.01-3.2-002-2016.

193. Выключатели элегазовые колонковые класса напряжения 110 кВ. Общие технические требования. СТО 34.01-3.2-003-2016.

194. Реклоузеры 6-35 кВ. Общие технические требования. СТО 34.01-3.2-004-2016.

195. Камеры сборные одностороннего обслуживания. Общие технические требования. СТО 34.01-3.2-005-2016.

196. Устройства определения места повреждения воздушных линий электропередачи. Общие технические требования . СТО 34.01-4.1-001-2016.

197. Методические указания по выбору оборудования СОПТ. СТО-56947007-29.120.40.216-2016

198. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства НПП ЭКРА, ABB, GE Multilin и ALSTOM Grid/AREVA для ВЛ и КЛ с односторонним питанием напряжением 110-330 кВ. СТО-56947007-29.120.70.200-2015.

199. Низковольтные комплектные устройства. Типовые технические требования. СТО-56947007-29.130.20.201-2015.

200. Трансформаторы сухие на напряжение 6-35 кВ. Типовые технические требования. СТО-56947007-29.180.01.206-2015.
201. Методика измерения частичных разрядов в маслобарьерной изоляции силового трансформаторного оборудования . СТО-56947007-29.180.01.207-2015.
202. Методические указания по подтверждению устойчивости обмоток силовых трансформаторов к распрессовке в эксплуатации. СТО-56947007-29.180.01.212-2016.
203. Контроллеры присоединения. Типовые технические требования. СТО-56947007-29.200.80.210-2015.
204. Щиты собственных нужд. Типовые технические требования. СТО-56947007-29.240.40.202-2015.
205. Кабельные системы на напряжение 0,66-35 кВ. Типовые технические требования. СТО-56947007-29.240.65.205-2015.
206. Технологическая связь. Типовые технические требования. Аппаратура транкинговых систем подвижной радиосвязи. СТО-56947007-33.060.20.215-2016.
207. Технологическая связь. Типовые технические требования. Аппаратура радиорелейных линий передачи синхронной (SDH) и псевдосинхронной цифровой иерархий (PDH). СТО-56947007-33.060.65.214-2016.
208. Технологическая связь. Типовые технические требования. Аппаратура малых земных станций спутниковой связи. СТО-56947007-33.060.70.213-2016.
209. Технологическая связь. Типовые технические решения по организации системы мониторинга состояния оптических волокон ВОЛС-ВЛ. СТО-56947007-33.180.10.211-2016
210. Типовые формы по разработке Схем развития электрических сетей 35 кВ и ниже.
211. Маркеры воздушных линий электропередачи. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-012-2016.
212. Маркеры воздушных линий электропередачи. Правила приемки и методы испытаний. СТО 34.01-2.2-013-2016.
213. Область применения и порядок смешения трансформаторных масел. СТ-ИА-30.2-2.1-27-02-2016
214. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ. СТО 34.01-3.1-002-2016.
215. Изоляторы линейные подвесные тарельчатые стеклянные. Правила приемки и методы испытаний. СТО 34.01-2.2-014-2016.
216. Изоляторы линейные подвесные тарельчатые стеклянные. Общие технические требования. СТО 34.01-2.2-015-2016.
217. Положение о системе калибровки средств измерений группы компаний Россети. СТО 34.01-39.2-001-2016.
218. Порядок подтверждения технической компетентности и регистрации метрологических служб в системе калибровки средств измерений группы компаний Россети. Основные положения. СТО 34.01-39.5-004-2016.
219. Маркеры для воздушных линий электропередачи. Маркировка опор и пролетов ВЛ. СТО 34.01-2.2-016-2016
220. Сборник директивных указаний по повышению надежности и безопасности эксплуатации электроустановок в электросетевом комплексе ПАО «Россети». СДУ-2016 ч.1.
221. Альбомы: «ОРУ 110 кВ. Типовые проектные решения», «ОРУ 220 кВ. Типовые проектные решения» утвержденные приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2014 № 373 «Об утверждении материалов типовых проектных решений».¹

¹Документы указываются в заданиях на проектирование по титулам нового строительства и реконструкции

222. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», СТО 59012820.29.240.007-2008.

223. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила переключений в электроустановках», СТО 59012820.29.020.005-2011.

224. Стандарт организации АО «СО ЕЭС». Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования. СТО 59012820.29.020.004-2018.

225. Распоряжение ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2011 № 85р «О требованиях к организации и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи».

226. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101.

227. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

228. Протокол заочного заседания Технического совета ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.03.2014 № 3 по вопросу организации АПВ кабельно-воздушных ЛЭП 110 кВ и выше (направлен письмом ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.03.2015 №ДВ-1187).

229. Стандарт «Методические указания по проектированию строительства, реконструкции и технического перевооружения ВЛ 35–220 кВ на севере Западной Сибири с учётом существующих климатических, геотехнических и геоэкологических условий региона» СТ-ИА-30.2-2.1-27-01-2016.

230. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удалённым сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС», СТО 56947007-29.200.15.209-2015.

231. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса».

232. Постановление Правительства Российской Федерации от 19.09.2015 № 993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса».

233. Приказ ФСТЭК России от 13.03.2013 № 31 «Об утверждении требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды».

234. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Система обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов ОАО «ФСК ЕЭС». Общие положения (требования)», СТО 56947007-29.240.01.190-2014.

235. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Требования к автоматизированным системам управления технологическими процессами», СТО 56947007-29.240.01.148-2013.

236. ГОСТ Р 56303-2014. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие графические требования.

237. ГОСТ Р 56302-2014 Единая энергетическая система и изолированно

открытых РУ 110, 220 кВ подстанций (переключательных пунктов).

работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования.

238. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «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.

239. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, сооружении, реконструкции и ликвидации», СТО 56947007-29.240.01.218-2016.

240. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте», СТО 56947007- 29.240.01.219-2016.

241. Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций утвержденные 01.06.2018 руководством ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС».

242. Стандарт организации. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования. СТО 59012820.29.020.006-2015., утв.24.11.2015.

243. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования», утв. приказом Росстандарта от 07.06.2013 № 150-ст.

244. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937.

242. Требования к зданиям и сооружениям объектов электрических сетей при выполнении работ по реконструкции и новому строительству ПАЩ «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья» РК БП 20/17-01/2018 (приложение к приказу ПАО «МРСК Центра» от 07.11.2018 №515-ЦА).

Перечень сокращений:

АБ	-	аккумуляторная батарея
АББЭ	-	аккумуляторная батарея большой емкости
АВР	-	автоматический ввод резерва
АИИС КУЭ	-	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АЛАР	-	автоматика ликвидации асинхронного режима
АОПН	-	автоматика ограничения повышения напряжения
АОПО	-	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	-	автоматика ограничения снижения напряжения
АПВ	-	автоматическое повторное включение
АПНУ	-	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АРМ	-	автоматизированное рабочее место
АРН	-	автоматика регулирования напряжения
АРЧМ	-	автоматика регулирования частоты и перетоков активной мощности
АСУ ТП	-	автоматизированная система управления технологическими процессами
АСТУ	-	автоматизированная система технологического управления
АТ	-	автотрансформатор
АЧР	-	автоматическая частотная разгрузка
ВОК	-	волоконно-оптический кабель
ВОЛС	-	волоконно-оптическая линия связи
ВЛ	-	воздушная линия
ВЧ	-	высокочастотный
ВЧ-связь	-	высокочастотная связь
ГГС	-	громкоговорящая связь
ГИЛ	-	газоизолированная линия
ГКН	-	Государственный кадастр недвижимости
ГО и ЧС	-	гражданская оборона и чрезвычайные ситуации
ГОСТ	-	государственный стандарт
ДА	-	делительная автоматика
ДГУ	-	дизель-генераторная установка
ДЗЛ	-	дифференциальная защита линии
ДЗШ	-	дифференциальная токовая защита шин
ДУ	-	дистанционное управление
ЕГРП	-	Единый государственный реестр прав на недвижимое имущество и сделок с ним
ЕНЭС	-	единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕТССЭ	-	единая технологическая сеть связи электроэнергетики
ЗПА	-	зарядно-подзарядный агрегат
ИА	-	исполнительный аппарат
ИБП	-	источник бесперебойного питания
ИИК	-	информационно-измерительный канал
ИК	-	измерительный канал
ИВК	-	информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	-	информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИТС	-	информационно-технологические системы (РЗА, АСУ ТП, СМиУКЭ, АИИС КУЭ)

ЗИП	-	запасные части, инструмент, принадлежности
ЗП	-	задание на проектирование
ЗПА	-	зарядно-подзарядный агрегат
ЗРУ	-	закрытое распределительное устройство
ИП	-	инвестиционная программа
КА	-	коммутационные аппараты
КАСУБ	-	комплексная автоматизированная система управления безопасностью
КВ	-	коротковолновой
КВЛ	-	кабельно-воздушная линия
КЗ	-	короткое замыкание
ККЭ	-	контроль качества электроэнергии
КИП	-	контрольно-измерительный прибор
КЛ	-	кабельная линия
КПИД	-	комплексные программы инвестиционной деятельности
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
КРУН	-	комплектное распределительное устройство наружного исполнения
КРУЭ	-	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КТП	-	комплектная трансформаторная подстанция
КЭ	-	качество электроэнергии
ЛВС	-	локальная вычислительная сеть
ЛКС	-	линейно-кабельные сооружения
ЛЭП	-	линия электропередачи
МДП	-	максимально допустимый переток
МИ	-	методика (метод) измерений
МО	-	метрологическое обеспечение
МП	-	микропроцессорный
МПК	-	микропроцессорный комплекс
МХ	-	метрологическая характеристика
МЭК	-	Международная электротехническая комиссия
НП «Совет рынка»	-	Некоммерческое партнерство «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью»
НТД	-	нормативно-технический документ
ОАПВ	-	однофазное автоматическое повторное включение
ОВ	-	оптическое волокно
ОВБ	-	оперативно-выездная бригада
ОВОС	-	оценка воздействия на окружающую среду
ОГ	-	отключение генераторов
ОКГТ	-	грозозащитный трос со встроенным оптическим кабелем
ОКСН	-	оптический кабель самонесущий неметаллический
ОКФП	-	оптический кабель, встроенный в фазный провод
ОМП	-	определение места повреждения
ОН	-	отключение нагрузки
ОП	-	оперативный персонал
ОПН	-	ограничитель перенапряжения
ОПТ	-	оперативный постоянный ток
ОПУ	-	общеподстанционный пункт управления
ОРД	-	организационно-распорядительный документ
ОРУ	-	открытое распределительное устройство

ОРЭМ	-	оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОСР-97	-	карта общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-А, ОСР-97-В, ОСР-97-С)
ОТР	-	основные технические решения
ОУС		окружной узел связи
ОЭС	-	объединенная энергетическая система
ПА	-	противоаварийная автоматика
ПД	-	проектная документация
ПИР	-	проектно-изыскательские работы
ПК	-	программный комплекс
ПНР	-	пуско-наладочные работы
ПО	-	программное обеспечение
ПОС	-	проект организации строительства
ПС	-	подстанция
ПСНП	-	подстанция нового поколения
ПП	-	переключательный пункт
ПТК ССПИ	-	программно-технический комплекс ССПИ
ПТЭ	-	правила технической эксплуатации
ПУЭ	-	правила устройства электроустановок
РА	-	режимная автоматика
РАС	-	регистратор аварийных событий
РАСП	-	регистрация аварийных событий и процессов
РД	-	рабочая документация
РДУ	-	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РЗ	-	релейная защита
РЗА	-	релейная защита и автоматика (РЗ, СА, ПА, РА, РАСП и ТА)
РСК	-	распределительная сетевая компания
РУ	-	распределительное устройство
РУС		региональный узел связи
РЦ	-	релейный щит
СА	-	сетевая автоматика
СДТУ	-	средства диспетчерского и технологического управления
СЕВ	-	система единого времени
СИ	-	средства измерений, включая измерительные системы и измерительные каналы измерительных систем
СКРМ	-	средства компенсации реактивной мощности
СМПР	-	система мониторинга переходных режимов
СМР	-	строительно-монтажные работы
СКС	-	структурированная кабельная система
СМ	-	система автоматической диагностики (мониторинга)
СМиУКЭ	-	система мониторинга и управления качеством электроэнергии
СН	-	собственные нужды
СНЭ	-	система накопления энергии
СО (СТО)	-	стандарт организации
СОТИАССО	-	система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора
СОПТ	-	система оперативного постоянного тока
СП	-	система передачи
СПБ	-	система бесперебойного питания

СС	-	система связи
СДТУ	-	средства диспетчерского и технологического управления
ССПИ	-	система сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и технологического управления
СЭП	-	схема электрическая принципиальная ПС
Т	-	трансформатор
ТА	-	технологическая автоматика
ТАПВ	-	трехфазное автоматическое повторное включение
ТЕР	-	территориальные единичные расценки
ТЕРм	-	территориальные единичные расценки на монтаж оборудования
ТЕРп	-	территориальные единичные расценки на пусконаладочные работы
ТИ	-	телеизмерения
ТМ	-	телемеханика
ТН	-	трансформатор напряжения
ТОиР	-	техническое обслуживание и ремонт
ТС	-	телесигнализация
ТСН	-	трансформатор собственных нужд
ТСС	-	система Тактовой Сетевой Синхронизации
ТТ	-	трансформатор тока
ТУ	-	телеуправление
ТХН	-	трансформатор хозяйственных нужд
УКВ	-	ультракоротковолновой
УПАСК	-	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УСПД	-	устройство сбора и передачи данных
ФЭМ	-	фотоэлектрический модуль
ФЕР	-	федеральные единичные расценки
ЦРРЛ	-	цифровая радиорелейная линия связи
ЦУС	-	центр управления сетями
ЧАПВ	-	частотное автоматическое повторное включение
ШРОТ	-	шкаф распределения оперативного тока
ЩПТ	-	щит постоянного тока
ЩСН	-	щит собственных нужд
ЭМС	-	электромагнитная совместимость
ЭТО	-	электротехническое оборудование
DECT	-	стандартмикросотовойсвязи (Digital Enhanced Cordless Telecommunication)
DVD	-	формат цифрового оптического диска хранения данных, цифровой многоцелевой диск
HTV	-	твердая силиконовая резина
IRR	-	внутренняя норма доходности
LSR	-	жидкая силиконовая резина
NPV	-	чистый дисконтированный доход