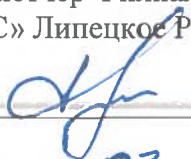


«СОГЛАСОВАНО»

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

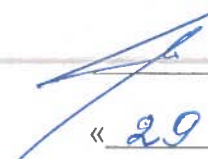


А.А. Гурьянов

« 24 » 03 2021г.

«УТВЕРЖДАЮ»

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



М.В. Боев

« 29 » 03 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На корректировку проекта реконструкции № 7628/4800/18326/12 ПС 110 кВ Лебедянь
первый и второй этапы.

1. Основание для проектирования.

1.1. Инвестиционная программа филиала ПАО «МРСК Центра» (код в инвестиционной программе: ЛП-859, 1017*).

1.2. Схема и программа развития электрических сетей Липецкой энергосистемы на 2021-2025 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.

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

3.1. Вид строительства: реконструкция.

3.2. Проектная документация на реконструкцию ПС 110 кВ Лебедянь должна быть взаимоувязана с проектными решениями № 31С-128/16-РЭС по переустройству ВЛ 110-35 кВ на реконструируемую ПС.

3.3. Этапы корректировки документации:

I Этап. Корректировка раздела ТЭО проектной документации № 7628/4800/18326/12 «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Лебедянь» в 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 ОТР проектной документации. Данный раздел подлежит утверждению в формате технического совета ПАО «МРСК Центра».

II Этап. В соответствии с разделом ОТР переработка разделов проектной и сметной документации № 7628/4800/18326/12-СП «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Лебедянь» (в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 87, ГОСТ 21.1101-2013) с актуализацией отчетов по геологическим и геодезическим изысканиям. Переработке подлежат разделы: ПС1-ПЗ, ПС1-КР-1, ПС-1-ИОС1.1 ... 1.4, ПС-1 ИОС 1-5, ПС-1 ИОС4, ПС-1 ИОС-5, ПС2-ПЗ, ПС2-КР-1, ПС-2-ИОС1.1 ... 1.4, ПС-2 ИОС 1-5, ПС-2 ИОС4, ПС-2 ИОС-5, ПС2-ПЗ, ПС3-КР-1, ПС-3-ИОС1.1 ... 1.4, ПС-3 ИОС 1-5, ПС-3 ИОС4, ПС-1 ИОС-5, а также ПОС, ПБ, сметная документация).

Все принимаемые проектной организацией решения должны быть согласованы Заказчиком до разработки полного комплекта проектной документации. Скорректированная проектная документация утверждается в формате технического совета филиала. Получение положительного заключения на скорректированную стадию ПД, результатов инженерных изысканий и заключения о достоверности определения сметной стоимости объекта в уполномоченном на проведение 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 Лебедянского района.

III Этап. Корректировка рабочей документации (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.1101-2013 и другой действующей НТД). Объем рабочей документации определяется Подрядчиком исходя из детализации решений, содержащихся в скорректированной проектной документации, по согласованию с Заказчиком. Рабочая документация должна быть скорректирована после утверждения на техническом совете филиала скорректированной проектной документации.

ОТР, разработанные на I этапе проектирования, могут быть скорректированы на II этапе разработки проектной документации.

3.3. Проектно-сметная документация, разработанная и утвержденная в установленном порядке, должна быть достаточной для разработки Заказчиком закупочной документации на проведение процедур по выбору подрядчика на выполнение строительно-монтажных работ (СМР) и пуско-наладочных работ (ПНР).

3.4. ОТР принятые при реконструкции ПС, а также марки и производители основного оборудования согласовать с филиалом ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ.

3.5. ОТР (при необходимости согласования технических решений в части первичного оборудования) и ПД согласовываются с собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, в объеме технических решений, выполняемых на соответствующих объектах.

3.6. В целях сокращения затрат и сроков разработки проектной документации при проектировании использовать проектную документацию повторного использования, альбомы типовых проектных решений.

3.7. Корректировка проектной документации 7628/4800/18326/12 производится путем выдачи всех томов проекта стадиям «ПД», «РД», а также разделов сметной документации и актуализированных (новых) отчетов по геодезическим и геологическим изысканиям.

4. Основные характеристики проектируемого объекта.

4.1. Основные характеристики ПС 110 кВ Лебедянь до реконструкции.

4.1.1. Схема первичных соединений РУ 110 кВ: №110-12 (одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин), РУ-35 кВ №35-9, РУ-10 кВ – №10-1.

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:	10	МКП-110М, МВП-110/25-1250
линейные, шт.	6	
трансформаторные, шт.	2	
шиносоединительные, шт.	1	
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:	7	МВ-35/600
линейные, шт.	4	
трансформаторные, шт.	2	
секционная, шт.	1	
ТН	2 комплекта	
тип заходов	ВЛ	

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

Наименование	Значение	Примечание
количество ячеек, в том числе:	21	10кВ типа ВМПЭ-10, 6кВ типа ВПМ-10, ВМГ
линейные, шт.	14	
трансформаторные, шт.	2	
секционная, шт.	1	Автоматическая
ячейка секционного разъединителя, шт.	-	
ячейки ТСН, шт.	2	
ячейка ТН, шт.	2	
тип заходов	ВЛ	

- 2 силовых трансформатора 2х ТДН-16000/110/35/10;
- Разъединители 10, 35 и 110 кВ с ручными приводами;
- ВЛ 110 кВ – 6 шт.;
- ВЛ 35 кВ – 4 шт.
- Оперативный ток постоянный – стационарная АБ СК-6;
- Трансформаторы напряжения 35 – 110 кВ – масляные;
- 2 трансформатора собственных нужд:ТСМА-100/10.

РЗА

Наименование	Объем	Тип установленных защит
Количество резервных защит ВЛ 110 кВ	6	ЭПЗ-1636 – 4 шт Не типовая панель на электромеханике - 2 шт

Количество основных защит ВЛ 110 кВ	3	ЭПЗ-1637 (ПДЗЛ)- 1 шт ЭПЗ-1638 (ДЗЛ2)- 2 шт
Защиты и автоматика управления трехобмоточных трансформаторов Т1, Т2	2	Нетиповые панели на электроμηχανических реле
Защиты секционного выключателя СВ 110	1	Нетиповые панели на электроμηχανических реле
Защиты обходного выключателя ОВ 110	1	ЭПЗ-1636
Дифференциальная защита шин 110 кВ	1	Сириус-3-ДЗШ
Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ) 110 кВ	1	ПА-115
Регистратор аварийных событий (РАС)	1	«Аура»
Панель ТН 110 кВ	1	Нетиповая панель на электроμηχανическом реле
Приборы ОМП 110 кВ	4	ИМФ-3С-1шт ИМФ-3Р-2шт БЭМП ОМП РУ-1шт1
Щит управления присоединениями 110, 35, 6 кВ	5	Нетиповые панели на электроμηχανических реле
Защиты и автоматика управления ВЛ 35 кВ	4	Сириус-35ДЗ -4шт
Защита и автоматика управления СВ 35	1	Нетиповая панель на электроμηχανическом реле
Панель ТН 35 кВ	1	Нетиповая панель на электроμηχανическом реле
Защита и автоматика управления отходящих фидеров 10 кВ	14	В составе ячеек на электроμηχανических реле-13шт Сириус-2МЛ-1шт
Защита и автоматика управления секционного выключателя 10 кВ	1	В составе ячеек на электроμηχανических реле
Центральная сигнализация	1	Нетиповые панели на электроμηχανических реле
АЧР	1	Сириус АЧР

СДТУ

Наименование	кол-во	тип установленных систем
Система телемеханики	1 шт.	МТК-30 «Систел». Нерезервированная.
Система АСУЭ (2006 г)	1шт.	<p>УСПД «ТОК-С» (Амрита) 32 точки учета (Точки учета ОРЭ отсутствуют):</p> <p>В 10 Т1 В 35 Т1 В 10 Т2 В 35 Т2 ВЛ 110 кВ Лебедянь-Лутошкино Левая с отпайкой на ПС Россия (ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая) ВЛ 110 кВ Лебедянь-Лутошкино Правая отпайкой на ПС Россия (ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая)</p>

		ВЛ 110 кВ Лебедянь-Химическая (ВЛ 110 кВ Химическая 1) ВЛ 35 кВ Лебедянь-Агроном (ВЛ 35кВ Агроном) ВЛ 35 кВ Лебедянь- Большое Попово (ВЛ 35 кВ Большое Попово) ВЛ 35 кВ Дон-Лебедянь (ВЛ 35 кВ Перемычка) ВЛ-35 кВ Лебедянь-Троекурово Совхозная (ВЛ 35 кВ Троекурово-Совхозная) ВЛ 110 кВ Дон-Лебедянь Левая (ВЛ 110 кВ Заход Левая) ВЛ 110 кВ Дон-Лебедянь Правая (ВЛ 110 кВ Заход Правая) ВЛ 110 кВ Правобережная – Лебедянь с отпайками ОВ 110 ТСН-1 ТСН-2 Хоз.нужды яч.10 В 10 ВЛ 10кВ №10 Сансет яч.11 В 10 Первомайский отход. ВЛ №1 яч.12 В 10 Завод СОМ отход. ВЛ №2 яч.13 В 10 Горсеть отход. ВЛ №2 яч.14 В 10 Молзавод №1 отход. ВЛ №4 яч.16 В 10 Орошение отход. ВЛ №6 яч.17 В 10 Заречье отход. ВЛ №7 яч.18 В 10 Сельэлектро отход. ВЛ №8 яч.19 В 10 ВЛ №18 яч.20 В 10 Кирпичный яч.21 В 10 РЭС ВЛ №5 яч.22 В 10 Молзавод №2 ВЛ №11 яч.23 В 10 Водозабор ВЛ №13 яч.15 В 10 База ПЭС отход. ВЛ №9
ВОЛС ПС 110 кВ Лебедянь – Лебедянский РЭС	0,3 км	ДПТ-П-32А-15кН
Кабель связи ПС 110 кВ Лебедянь – Лебедянский РЭС	0,3 км	ТПП-50х2х0,4
МЗССС	1 шт.	SkyEdge
Маршрутизатор	1 шт.	Cisco-1921
Медиаконвертер	1 шт.	AT-MC-103XL
Источник бесперебойного питания	2 шт.	АБП-6,3 кВтSmart UPS 1000
Коммутатор	2 шт.	D-Link DES-1008D Zyxel-ES 2108

4.2. Основные характеристики ПС 110 кВ Лебедянь после реконструкции.

Схема ОРУ 110 кВ после реконструкции в соответствии с проектом 7628/4800/18326/12 – две рабочие системы шин (110-13).

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

Компоновка реконструируемых ячеек 110 кВ должна позволять выполнить перезавод всех ВЛ 110 кВ в соответствии с проектной документацией № 31С-128/16-РЭС.

Компоновка реконструируемого РУ-35 кВ должна позволять осуществить заход на приемный портал всех ВЛ 35 кВ без проведения работ по их реконструкции.

Перезавод всех ЛЭП 10 кВ на реконструируемое РУ-10 кВ выполняется в рамках отдельного проекта.

Оборудование (объект)	Характеристика оборудования и выполняемых работ
Номинальные напряжения, кВ	110кВ, 35кВ, 10кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, блочное, КРУЭ и т.д.)	ОРУ 35, 110 кВ, ЗРУ 10 кВ (В соответствии с проектом 7628/4800/18326/12)
Тип ПС (цифровая/на традиционных принципах управления)	Цифровая по архитектуре №2-
Тип схемы каждого РУ	В соответствии с проектом 7628/4800/18326/12. РУ-110 кВ две рабочие системы шин; РУ -35 кВ - одна секционированная выключателем система шин, РУ-10 кВ– одна секционированная выключателем система шин.
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	ВЛ-110кВ – 6 шт.; ВЛ-35кВ -4 шт.; ВЛ-10кВ - 12 шт.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	Предусмотреть место не менее 2-х резервных ячеек на каждой секции РУ НН и 1-й резервной ячейки по РУ 35 кВ (с учетом компоновки и не увеличения площади ПС) – уточнить на стадии ОТР с учетом СиПР
Выключатели присоединений 110 кВ	Замена всех существующих выключателей 110 кВ на элегазовые колонковые выключатели с учётом минимизации расхода э/э на обеспечение их функционирования.
Силовые трансформаторы	Замена существующих трехобмоточных силовых трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы ТДТН 110/35/10 кВ мощностью 2*16 МВА.
Трансформаторы тока/напряжения 110 кВ	Замена существующих трансформаторов напряжения на антирезонансные трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией. Установка трансформаторов тока 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. Замена УСО на буронабивные сваи. Фундаменты под силовые трансформаторы принять исходя из возможности установки трансформаторов 40 МВА
Тип РУ 35 кВ	Открытое распределительное устройство.
Выключатели 35 кВ	Предусмотреть замену всех масляных выключателей на вакуумные выключатели. Выбор вакуумных выключателей 35 кВ, устанавливаемых взамен масляных, выполнить с учётом минимизации расхода э/э на обеспечение их функционирования
ТН 35 кВ	Замена существующих масляных ТН 35 кВ (тип ТН 35 кВ – на антирезонансные с литой/масляной изоляцией уточнить на стадии ОТР). Применение ТН с масляной изоляций должно иметь обоснование
Разъединители 35 кВ	Предусмотреть замену существующих разъединителей на разъединители 35 кВ с моторными приводами и полимерными изоляторами .
Ошиновка 35 кВ	Предусмотреть использование жесткой изолированной 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	Решения по строительной части РУ 10 кВ, а также системам вентиляции, кондиционирования и отопления, охранной и пожарной сигнализацией принять в соответствии с проектной документацией 7628/4800/18326/12, переработав с учетом использования энергоэффективных решений. Скорректировать решения проектной документации 7628/4800/18326/12 в части укомплектования РУ 10 кВ ячейками с вакуумными выключателями (количество ячеек без изменения) оснащенных электроприводом выдвижного элемента и заземляющих ножей. Корректировка проектной документации 7628/4800/18326/12 в части использования для освещения здания КРУ лампами с

	<p>пониженным энергопотреблением, обеспечивающих требуемую освещенность (тип ламп- светодиодные).</p> <p>Существующее здание РУ-10 кВ подлежит демонтажу.</p>
Требования к ОПУ	<p>Монтаж отдельного блочно-модульного здания под ОПУ с комплектом защит, и системой оперативного тока, системами вентиляции, кондиционирования, отопления, охранной и пожарной сигнализации ОПУ. В разделе. (В разделе ОТР провести технико- экономическое сравнение вариантов строительства 2-х отдельных зданий РУ-10 кВ и ОПУ относительно строительства РУ-10 кВ совмещенного с ОПУ.). Решения по строительной части ОПУ, а также системам вентиляции, кондиционирования и отопления с функцией поддержания нормативного температурного режима, охранной и пожарной сигнализаций принять в соответствии с проектной документацией 7628/4800/18326/12. На стадии ОТР проработать вопрос о целесообразности применения ОПУ совмещенного с РУ10 кВ. По результатам ТЭО принять окончательное решение.</p>
Маслоприемные устройства трансформаторов Т-1, Т-2 и устройство системы маслоотвода и маслосбора	<p>Систему маслоотвода, маслосбора выполнить исходя из возможности установки силовых трансформаторов мощностью 40 мВА каждый.</p>
Тип, количество, единичная мощность и точки присоединения средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	<p>Решения о необходимости установки СКРМ на 1ой и 2ой секции шин 10 кВ определить на стадии проектирования.</p>
Система собственных нужд	<p>Присоединение ТСН выполнить к 1ой и 2ой секции шин 10 кВ. Количество ТСН – 2. Мощность ТСН определить проектом. Схема на стороне 0,4 кВ выполнить с применением АВР.</p>
Система оперативного тока (СОТ, СОПТ)	<p>Тип оперативного тока- постоянный. С использованием АКБ. (Количество АКБ, их мощность и исполнение, а также зарядно-пусковых агрегатов, а также шкаф распределения оперативного тока определить на стадии проектирования). Место установки – ОПУ.</p>
Планировка территории	<p>В случае внесения изменений в отчет по геодезии выполнить корректировку данного раздела проектной документации 7628/4800/18326/12;</p> <p>Планировку территории определить с учетом существующего оборудования и соблюдением расстояний до токоведущих частей.</p> <p>Предусмотреть обеспечение ПС хозяйственной водой и санитарным узлом.</p>

Релейная защита и автоматика	<p>Полная модернизация (техническое перевооружение) всех устройств РЗА присоединений 110, 35, 10 кВ, а также общеподстанционных устройств с использованием микропроцессорных устройств, поддерживающих передачу информации по протоколам GOOSE/ MMS стандарта МЭК 61850 и возможность PRP резервирования и системой единого времени МП устройств РЗА на объекте проектирования. Архитектура ПС децентрализованная №2.</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> <p>5. Создание системы цифровой оперативной блокировки для всех РУ с использованием стандарта МЭК 61850 (определить на стадии ОТР).</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. - В объем проектирования включается: монтаж основных защит ВЛ 110 кВ Лебедянь-Химическая (ВЛ 110 кВ Химическая 1) на ПС 110 кВ Химическая; монтаж основных защит ВЛ 110 кВ Дон-Лебедянь Левая (ВЛ 110 кВ Заход Левая), ВЛ 110 кВ Дон-Лебедянь Правая (ВЛ 110 кВ Заход Правая) на ПС 220 кВ Дон в объеме проектной документации, включая основные технические решения, принципы и сроки реализации. - Предусмотреть установку независимых защит ближнего резервирования при КЗ за силовыми трансформаторами реконструируемой ПС. <p>В объем проектирования включается: демонтаж шкафа ДЗШ 110 на ПС 110 кВ Лебедянь и его монтаж на ПС 110 кВ Усмань.</p>
Противоаварийная автоматика (ПА)	Модернизация ПА (АЧР) на подстанции.
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, система сбора и передачи информации	<p>Проектом предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сохранение существующей схемы бесперебойного электропитания оборудования

	<p>СДТУ Лебедянского РЭС от системы оперативного тока ПС 110 кВ Лебедянь (не менее 2 часов);</p> <ul style="list-style-type: none"> - замену кабелей связи и питания оборудования СДТУ между ПС 110 кВ Лебедянь и помещением Аппаратной СДТУ Лебедянского РЭС. <p>Запроектировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> 6. Создание системы оперативной блокировки для всех РУ с использованием стандарта МЭК 61850. 7. Создание системы видеоконтроля позволяющей дистанционно контролировать процесс проведения переключений на всех уровнях напряжений. <ul style="list-style-type: none"> - Системы видеонаблюдения позволяющую вести удаленный мониторинг строительства объекта. - Установку шкафа бесперебойного электропитания оборудования связи, АСУ ТП и АСУЭ. - Принять децентрализованную архитектуру с применением протоколов MMS, GOOSE. Сбор информации о положении и сигнализации коммутационных аппаратов 110, 35 кВ, сигналов газовой и технологических защит, устройства РПН силового трансформатора 110/35/10 кВ, передача команд управления коммутационными аппаратами и другим оборудованием, обмен сигналами в пределах релейного щита, между ИЭУ ячеек КРУ 10 кВ, РУ 35 кВ, РУ 110 кВ а также между ИЭУ 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ выполняется по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1. <p>Предусматривается применение ПДС, предназначенных для сбора дискретных сигналов с первичного оборудования и выдачи сигналов управления, а также приёма и передачи информации от/к другим ИЭУ с использованием протокола GOOSE и от/к АСУ ТП в том числе с уровня ИЭУ с использованием протокола MMS.</p> <p>Информационный обмен (ТУ/ТС/ТИ, блокировки, управление уставками РЗА и т.п.) с АСУ ТП подстанции выполняется по протоколу MMS согласно коммуникационным сервисам передачи отчётов согласно стандарту МЭК 61850-8-1.</p>
Автоматическая диагностика, система мониторинга (СМ)	<p>Выполнить автоматическую диагностику состояния силовых трансформаторов в составе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - контроль содержания водорода, растворенного в

	<p>масле бака трансформатора;</p> <ul style="list-style-type: none"> - контроль температуры верхних слоев масла в баке трансформатора; - контроль влагосодержания масла в баке трансформатора.
Автоматизированная система учета электроэнергии (АСУЭ)	<p>Создание новой АСУЭ на ПС с передачей данных в Пирамиду сети;</p> <p>Оборудование уровня информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) должно использоваться также для сбора и передачи данных телемеханики.</p>
Линейно-кабельные сооружения ВОЛС	<p>Модернизация оборудования двух независимых каналов связи (основной канал – ВОЛС, резервный канал – МЗССС) до соответствующих центров управления (ЦУС, Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ),</p> <p>Установка каналообразующего оборудования (маршрутизаторов).</p>
Комплекс внутриобъектной связи	<p>Создание комплекса внутриобъектной связи на ПС 110кВ Лебедянь, включая структурированную кабельную систему (СКС), локальную вычислительную сеть (ЛВС), систему телефонной, оперативно-диспетчерской, селекторной и громкоговорящей радиопоисковой связи, записи диспетчерских переговоров. Состав инфраструктуры средств связи (размещение, климатические требования, пожарная сигнализация, электропитание и т.п.) уточняется при проектировании.</p>
Требования к эксплуатации оборудования ПС, техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР)	<p>Эксплуатация ПС выполняется силами ОВБ, без постоянного дежурного персонала</p>
Требования, обеспечивающие высокую энергетическую эффективность объекта	<p>Решения по установке приборов автоматического включения/отключения систем обогрева зданий и оборудования ПС, шкафов наружной установки ОРУ на основе температуры наружного воздуха</p>
Дополнительные требования	<p>Комплектование объекта проектирования информационными и предупреждающими знаками в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 09.11.2019 года №501р «Об утверждении требований к информационным знакам»</p> <p>Соответствие объекта проектирования требованиям руководства ПАО «МРСК Центра» «Требования к зданиям и сооружениям объектов электрических сетей при выполнении работ по реконструкции и новому строительству ПАО «МРСК Центра» и</p>

	ПАО «МРСК Центра и Приволжья» РК БП 20/17-01/2018 Предусмотреть решения по созданию автоматизированной системы доступа на ПС с использованием RF меток или аналогичных решений Предусмотреть решения по контролю за проникновением на ПС третьих лиц.
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, СМПР, ОМП)	Создание системы регистрации аварийных событий и процессов, включая РАС, ОМП, а также сбора и хранения информации об аварийных событиях. Организация передачи данных системы РАС с объектов в соответствующие центры управления сетями филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», Липецкое РДУ и в Систему сбора неоперативной технологической информации АО «СО ЕЭС» (ССНТИ).. Синхронизации всех устройств, составляющих систему регистрации аварийных событий и ОМП на реконструируемом и смежных объектах энергосистемы по сигналам единого точного времени спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС и/или GPS.

4. Требования к оформлению и содержанию проектной документации.

5.1. Предпроектное обследование. Корректировка раздела ТЭО проектной документации 7628/4800/18326/12 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».

5.1.1. При предпроектном обследовании объекта проектирования должна быть проведена оценка:

- срока эксплуатации и состояния существующих зданий и сооружений, строительных конструкций, основного и вспомогательного оборудования ПС;
- уровня грунтовых вод, состава пород, глубину промерзания грунта и др.;
- состояния электромагнитной обстановки на объекте проектирования и на других действующих объектах, технологически связанных с объектом проектирования;
- наличия объекта в схеме территориального планирования РФ и наличия документов по планировке территории (проектов планировки и межевания территории).

5.1.2. При предпроектном обследовании оборудования ИТС и систем связи объекта(ов) проектирования и объектов, технологически связанных с объектом проектирования, совместно с филиалом ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» определить и оценить:

- состав и существующую схему размещения устройств (систем) автоматической диагностики;

- состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств РЗА и ТМ;
- виды, объемы и места реализации управляющих воздействий (отключение нагрузки, оборудования и т.п.) от устройств и комплексов ПА, РА и ТМ;
- схему и состав существующей сети связи для систем диспетчерского и технологического управления (СДТУ) на объекте реконструкции и в прилегающей сети с отражением используемых и организуемых каналов связи для передачи сигналов и команд РЗ, ПА и РА, передачи в центры управления сетями (ЦУС) и в ДЦ АО «СО ЕЭС» информации систем РАСП, телеинформации и голосовой информации, включая резервные каналы связи;
- планы размещения активного сетевого оборудования, телекоммуникационных шкафов, аппаратной связи с указанием используемых интерфейсов и линий связи;
- отклонения (при наличии) от требований селективности, быстродействия и чувствительности устройств РЗ в существующей сети;
- существующий перечень сигналов телеметрической информации;
- существующее оборудование СТМ, СМиУКЭ, АСУЭ на предмет достаточности и необходимости его модернизации.

5.1.3. Для всех измеряемых параметров и применяемых на объекте СИ, включая измерительные каналы информационно-измерительных систем, необходимо определить:

- перечень измеряемых параметров и соответствие погрешности их измерений установленным (действующим) нормам;
- перечень, размещение и условия эксплуатации СИ;
- параметры и техническое состояние СИ, цепей измерений.

5.1.4. Выполнить обследование существующих фундаментов и строительных конструкций в соответствии с требованиями ГОСТ 31937-2011, СП 13-102-2003.

5.1.5. Результаты предпроектного обследования (пп. 5.1.1-5.1.4) согласовать с филиалом ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ.

Предпроектные обследования проводятся проектной организацией самостоятельно, с выездом специалистов на объекты. Заказчик обеспечивает доступ на объект и оказывает необходимое содействие в сборе исходных данных.

Отчет с результатами предпроектного обследования оформить отдельным томом.

5.2. Корректировка раздела ТЭО проектной документации 7628/4800/18326/12 с оформлением тома основных технических решений при реконструкции ПС (ОТР)

Разработка раздела проектной документации в части основных технических решений при реконструкции (ОТР) с ТЭО выбора основного оборудования. Документация, выполненная на данном этапе, должна быть согласована в требуемом объеме с филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», Филиалом АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ.

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».

5.2.1. «Балансы и режимы»:

Корректировка раздела проектной документации 7628/4800/18326/12 в части актуализации расчетной модели с учетом текущей режимно-балансовой ситуации.

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей электрической сети 110 кВ и выше на год ввода объекта в эксплуатацию (*окончания реконструкции*) и на перспективу 5 (пять) лет (*в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводом/выводом генерирующих и электросетевых объектов* расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетнего

периода).

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.).

Для устанавливаемых электромагнитных ТТ произвести расчет времени до насыщения в соответствии с ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях». На основании проведенных расчетов определить требования к техническим характеристикам устанавливаемых УРЗА в части минимально необходимого времени достоверного измерения значения тока ТТ, при котором обеспечивается правильная работа УРЗА в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ. При необходимости, разработать мероприятия, исключающие риск неправильной работы УРЗА в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ.

5.2.2. «Основные технические решения по ПС».

5.2.2.1. Объемы реконструкции:

- Раздел скорректированной 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 и ТН -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, ОПН, ТН, ВЧ связь) с установкой вакуумных выключателей 35 кВ, разъединители 35 кВ с моторными приводами и полимерными изоляторами, ТН-ТТ 35 кВ, ОПН 35 кВ. Реконструкция систем РЗА, ТМ;
 - Реконструкция РУ-10 кВ. (монтаж нового отдельно стоящего здания РУ-10 кВ оснащенного ячейками с электроприводом тележки и заземляющих ножей). Тип заходов-кабельный;
 - Замена силовых трансформаторов, на трансформаторы, оснащенные системой мониторинга (требования в табл.4.2);
 - Реконструкции маслоприемных устройств Т-1, Т-2 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 указанных ПД 7628/4800/18326/12;
- Реконструкция систем собственных нужд.
- Общие решения в части систем рабочего и охранного (периметрального) освещения

ОРУ с применением светодиодных осветительных приборов, оснащенных системой автоматического включения на основе датчиков присутствия и освещенности.

5.2.2.2. В скорректированном 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 ОРУ и ЗРУ (трансформаторы, 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 на основе датчиков присутствия и освещенности;
 - 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, АСУЭ, СИ, СМ и УКЭ и СС;
 - решения по демонтируемому оборудованию (объем, порядок демонтажных работ и схема вывоза в места хранения демонтируемого оборудования);
 - структуру диспетчерского и технологического управления объектом с указанием ДП Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ, ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», осуществляющих диспетчерское и 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 РЗА и необходимые для этого расчеты токов КЗ, 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, трансформаторов 110 кВ);
- предусмотреть установку защиты ближнего резервирования (установка независимой защиты трансформатора 110 кВ с обеспечением независимости от всех вторичных подстанционных цепей, а также с применением блоков конденсаторов (с обеспечением их предварительного заряда при токах не более 0,15 I_{ном}) и ТТ в качестве источника оперативного тока для коммутационных аппаратов), в случае отсутствия дальнего резервирования;
- необходимости установки блокирующих комплектов на отпаечных подстанциях, для отстройки основных защит транзитных ВЛ от К.З. за силовым трансформатором;
- определить состав устройств РЗА каждого элемента проектируемого объекта (трансформатор, шины.) и каждой отходящей ЛЭП;
- определить состав устройств РЗА ЛЭП 110 кВ на противоположных концах ЛЭП;
- определить перечень всех функций РЗА защищаемого элемента сети (линия, трансформатор и пр.), необходимых на данном объекте;
- схему размещения устройств РЗ, ПА и РАСП на объекте проектирования и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи;

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.

- Устройства РЗА должны иметь возможность подключения к шине подстанции по отдельным резервируемым портам Ethernet (PRP).
- Терминалы должны иметь точность синхронизации не менее 1 мс (SNTP).
- Предусмотреть для устройств (комплексов) РЗА, в части цифровых коммуникаций, селективную сигнализацию о неисправности связей по отдельным GOOSE с выводом информации на МПУ устройство РЗА и в АСУ ТП по отказавшему соединению.

5.2.4. «Регистрация аварийных событий (РАС) и определение мест повреждения (ОМП)»

В составе ОТР разработать раздел по регистрации аварийных событий и процессов, включая РАС, ОМП.

Решения по созданию системы РАС, в том числе по расстановке РАС, ОМП, должны быть выполнены с учетом:

5.2.4.1. Обеспечение возможности оперативного определения места К.З. и анализа причин возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций при К.З., сопровождающихся действием устройств РЗА (в т.ч. отключение К.З. в зоне дальнего резервирования);

5.2.4.2. Предоставления информации об аварийных событиях в виде файла с данными, формируемого источниками информации, с осциллограммами аварийных событий и текстовыми отчетами об аварийном событии;

5.2.4.3. Сбора и хранения информации об аварийных событиях с использованием технических средств АСУ ТП (размещение сервера уточняется при проектировании).

5.2.4.4. Передачи данных системы РАС с объектов в соответствующие центры управления сетями филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ, в Систему сбора неоперативной технологической информации АО «СО ЕЭС» (ССНТИ);

5.2.4.5. Синхронизации всех устройств, составляющих систему регистрации аварийных событий и систему мониторинга переходных режимов, на создаваемом (реконструируемом, модернизируемом) и смежных объектах энергосистемы по сигналам единого точного времени спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС и/или GPS.

5.2.5. «Противоаварийная автоматика»

В составе раздела на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов необходимо:

5.2.5.1. Определить необходимость установки новых устройств ПА и пересмотра принципов действия или модернизации существующих устройств ПА подстанции;

5.2.5.2. Определить виды, объемы и места реализации управляющих воздействий ПА;

5.2.5.3. Решения в части ПА должны учитывать реализацию на ПС стандарта МЭК 61850.

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

В составе раздела разработать:

5.2.6.1 Пояснительную записку содержащую:

- функции АСУ ТП;
- функции подсистем, их цели и эффекты;
- решения по организации оперативных блокировок;
- решения по местам установки средств АСУ ТП;
- решения по организации измерений, организуемых средствами АСУ ТП и интегрируемых в АСУ ТП, и их метрологическому обеспечению;
- решения по передаче информации в ОИК АСДУ ДП РЭС и ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», отображение информации в указанных ДП. Решения по объему, способам и протоколам передачи телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ.

5.2.6.2. Структурную схему АСУ ТП с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации, используемых протоколов резервирования в сети и точной синхронизации времени;

5.2.6.3. Схему автоматизации (схему однолинейную принципиальную ПС с указанием приборов учета по каждому присоединению и указанием сигналов);

5.2.7. «Автоматизированная система учета электроэнергии»

В составе раздела разработать ОТР по:

- организации учета электроэнергии (АСУЭ) и передачи данных в информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на базе ПО «Пирамида сети» 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.

5.2.8. «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).

5.2.9. «Основные технические решения по организации связи».

В составе раздела на основании результатов предпроектного обследования выполнить и разработать:

- пояснительную записку содержащую в себе описание технического решения по организации каналов связи, краткий перечень оборудования и его характеристик, основные требования по электропитанию и заземлению оборудования, требования к СКС объектов; 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, системы распределенного контроля температуры оптических волокон грозозащитных тросов (в случае проектирования ОКГТ по ВЛ с устройствами плавки гололеда);

- направления организации каналов связи (в форме таблицы информационных потоков) с указанием типа, емкости и назначения модернизируемых каналов связи и устройств связи, по которым организуются основные и резервные каналы;

- общие схемы связи: физическую и логическую;
- схемы разработать, основываясь на использовании пакетной передачи данных с использованием протоколов MP BGP, MPLS-IP, MPLS (TE), резервирование обеспечить за счёт избыточности связей и динамической маршрутизации с учётом необходимости сопряжения с существующей сетью связи филиала;

- схемы организации наложенных сетей с указанием используемых протоколов и интерфейсов;

- 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;

- решения по организации связи, включая проектирование каналов связи, для нужд устройств РЗА ЛЭП 110 кВ;

- структурную схему организации каналов РЗ и ПА (с учетом различных сред передачи, включая каналы по выделенным волокнам);

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

– укрупненный расчет системы бесперебойного электропитания;

Раздел оформить отдельным томом, разделение по объектам и этапам строительства, в случае необходимости, выполнить в рамках тома.

Материалы I этапа проектирования с пояснительной запиской по ОТР представить на рассмотрение Заказчику в объеме, необходимом для принятия решений и последующего согласования.

5.3. «Разработка, согласование и экспертиза 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, 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 отчёту 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 (трансформаторы, выключатели, разъединители, ТТ, ТН, устройства РЗА, АСУ ТП, АСУЭ, СИ и т.д.) в том числе на основе вида обслуживания объекта и обеспечения нормированной точности измерений во всем диапазоне изменения параметров;
- решения по АСУ ТП;

- 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. При разработке разделов РЗА с использованием микропроцессорных устройств, работающих в стандарте МЭК 61850, выполнить/определить в т.ч.:

- схему распределения информационно-технологических систем по ТТ и ТН) (включая устройства РЗА, АСУ ТП (ССПИ, ТМ), АИИС КУЭ, СМиУКЭ) на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА) с отражением функций;
- функциональные блок схемы взаимодействия устройств РЗА между собой и внешними устройствами, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, ТТ, ТН и преобразователями дискретных сигналов;
- схему организации передачи сигналов и команд РЗА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) 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;
- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции принципиальные электрические, структурно-функциональные схемы и схемы программируемой логики 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, для терминалов защит со свободно программируемой логикой разработать описание принципа работы схем логики МП терминалов;
- 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;
- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции расчет токов короткого замыкания на шинах 10, 35, 110 кВ ПС;
- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции пояснительную записку, включающую проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- схему распределения устройств ИТС, в т.ч. РЗА, по ТТ и ТН;
- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции бланки уставок, содержащие параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования,

предусмотренные производителем устройства РЗА, и их значения, выбранные по результатам расчета;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами высокочастотной связи, устройствами передачи аварийных сигналов и команд;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА;

- схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА;

- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;

- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей, алгоритмы работы АПВ;

- технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации;

- 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.

5.3.2.2. Отдельным(ми) томом(ми) выполнить/определить/подготовить:

5.3.2.2.1. Функциональные блок схемы взаимодействия вновь устанавливаемых типовых шкафов между собой (с учетом структурно-функциональных схем типовых

шкафов), с существующими устройствами (комплексами) РЗА, коммутационными аппаратами, ТТ и ТН:

- а) наименования сигналов в семантике стандарта МЭК 61850 с указанием передаваемых объектов/атрибутов данных;
- б) используемых коммуникационных сервисов передачи данных (Sampled Values, GOOSE, Report и др.).

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. Пояснительная записка, содержащую описание функциональных подсистем и задач, решаемых АСУ ТП по каждой подсистеме, в том числе автоматизации переключений по типовым бланкам переключений и системе 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, в т.ч. сервисной, на верхний уровень АСУ ТП ПС и дистанционного управления КА в протоколах МЭК 60870-5-104 и МЭК61850 MMS).

Предусмотреть использование управляемых коммутаторов Industrial Ethernet с поддержкой QoS, Vlan, PRP, RSTP, PTP (на шине процесса) с поддержкой приоритетности при передаче GOOSE сообщений. При этом коммутаторы должны комплектоваться двумя блоками питания.

5.3.3.3.

Полный перечень сигналов от устанавливаемых и существующих устройств РЗА и подсистем, интегрируемых в АСУ ТП, с учетом семантики языка МЭК 61850 и альбомов Типовых шкафов. При этом, перечень входных и выходных дискретных сигналов и измерений, передаваемых и обрабатываемых в АСУ ТП должен содержать:

- наименования сигналов в семантике стандарта МЭК 61850 с отражением передаваемых объектов/атрибутов данных;
- распределение сигналов по используемому коммуникационному сервису передачи данных (буферизируемые/небуферизируемые отчеты), количества клиентов перечисленной информации;
- типы используемых моделей управления (прямое управление/управление с предварительным выбором с/без контроля управляемого объекта).

Перечень аналоговых, дискретных входных и выходных сигналов, собираемых и обрабатываемых в АСУ ТП, передаваемых в ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ, представить в виде таблиц, которые должны содержать:

- для аналоговых сигналов:
 - тип присоединения;
 - количество присоединений данного типа;
 - наименование контролируемых параметров;
 - количество сигналов по каждому параметру;
 - источник информации с указанием метрологических характеристик (цифровые и аналоговые преобразователи).
- для дискретных сигналов типа «сухой контакт»:
 - наименование сигнала;
 - тип оборудования;
 - количество оборудования данного типа;
 - количество входных сигналов каждого наименования (SP, DP);
 - источник информации.
- для дискретных сигналов, передаваемых цифровым кодом:
 - наименование сигнала;
 - тип оборудования;

- количество оборудования данного типа;
- количество сигналов каждого наименования.

Определить общее количество сигналов по каждому типу оборудования.

5.3.3.4. Представить обобщенный расчет количества сигналов по каждому типу оборудования с разбивкой по подсистемам и общее количество сигналов, собираемых в АСУ ТП;

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

5.3.3.6. 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 2019 - 2024 годов, утвержденной 30.09.2020г.

5.3.3.7. Перечень сигналов ДУ должен определяться в соответствии с Типовыми принципами переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций утвержденными 06.09.2019 руководством ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и ОАО «СО ЕЭС».

5.3.3.8. Технические решения в части реализации дистанционного управления выполнить в соответствии с Типовыми техническими требованиями к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления, утвержденные 31.08.2020 руководством ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС».

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

5.3.3.10. 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 110 кВ Лебедянь:

- количество АРМ на ПС согласовать с Заказчиком на этапе ОТР;
- определить функций для каждого типа АРМ;
- определить конфигурации для каждого типа АРМ (состав и характеристики аппаратного обеспечения);
- характеристика 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);
- решения по реализации проведения переключений в автоматизированном режиме (автоматизированные бланки переключений, контроль блокировок) с АРМ ОП.

5.3.3.11. 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 № СТБ-1/2020/7700/00198/20 о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «МРСК Центра» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 04.09.2020 с изменениями №1 от 01.12.20г. Предусмотреть доступ персонала Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ к оциллограммам регистраторов аварийных событий объекта проектирования посредством

электронного обмена данными с клиентскими рабочими местами, устанавливаемыми в Филиале АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ, автоматическую передачу данных РАС в Систему сбора неоперативной технологической информации АО «СО ЕЭС» (ССНТИ).

Протокол обмена телеметрической информацией с ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ и ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» по двум независимым каналам связи, обеспечивающим организацию отказоустойчивой структуры обмена информацией, должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006. Реализация протокола и организация обмена должна соответствовать «Методическим рекомендациям по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой АО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 / ГОСТ Р МЭК 60870-5-104».

АСУ ТП так же должна обеспечивать передачу информации на уровень ОИК АСДУ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго» по протоколу MMS в соответствии с МЭК 61850-8-1

5.3.3.12. 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.

5.3.3.13. Решения по диагностике, надежности, отказоустойчивости и резервированию системы АСУ ТП, а также резервному управлению первичным оборудованием при отказах АСУ ТП. Решения по организации оперативных блокировок, которые должны учитывать в логике установку переносных заземлений;

5.3.3.14. Решения по подсистеме мониторинга и управления инженерными системами ПС:

5.3.3.15. Предусмотреть (при обосновании) в проекте программно-аппаратный комплекс – систему управления жизненным циклом цифровой подстанции с функцией мониторинга сообщений (с учетом количества сообщений). 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);

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

5.3.3.17. Решения по организации эксплуатации АСУ ТП;

5.3.3.18. Решения по информационной безопасности АСУ ТП;

5.3.3.19. Ведомость оборудования и материалов;

5.3.3.20. В ведомости работ предусмотреть полный комплекс работ необходимых по вводу в эксплуатацию АСУ ТП, в том числе настройка передачи телеметрической информации в ОИК верхнего уровня АСДУ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго»;

5.3.3.21. Решения по информационному обмену данными между микропроцессорными устройствами (комплексами) РЗ, СА, ПА, РАСП, мониторинга и диагностики состояния основного оборудования и инженерных систем ПС и ПТК АСУ ТП в цифровом виде.

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, счетчиков), 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 счетчиков 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 АСУЭ.

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 АСУЭ 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. В проектной документации представить решения по метрологическому

обеспечению АСУЭ.

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

5.3.5. В части модернизации систем связи выполнить/определить::

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

5.3.5.1.1. Волоконно-оптическую линию связи (ВОЛС) и системы передачи (СП) для организации основного цифрового канала передачи данных и спутниковую связь (МЗССС) для резервного цифрового канала передачи данных от ПС 110 кВ Лебедянь до узла связи ЦУС и Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ).

5.3.5.1.2. Проектом предусмотреть необходимость модернизации существующего каналообразующего оборудования и установки резервируемых коммутаторов, обеспечивающих поддержку:

- сегментирования сети по технологии VLAN, в том числе поддерживать организацию магистральных каналов передачи данных (802.1q);
- защиты сети на уровне L2 от появления колец Spanning Tree Protocol (STP, RSTP, MSTP);
- технологии агрегирования каналов связи (протокол 802.3ad);
- протоколов LLDP (802.1ad) + LLDP MED (опционально);
- при необходимости разграничения доступа на основании сетевой информации оборудование должно поддерживать списки контроля доступа (на основе уровней L4, L3, L2 модели OSI);
- протоколов сетевой аутентификации и авторизации (RADIUS)
- протоколов синхронизации времени (NTP);
- технологии зеркалирования трафика;
- протоколов управления (SSH и/или Telnet — обязательно, http или https — опционально);
- протоколов управление SNMP;
- протоколов регистрации событий Syslog;
- достаточного количества портов для подключения технологического оборудования, АРМ пользователей и периферийного оборудования;
- подключения линиями связи, соответствующими спецификациям, включая их комбинации, 802.3u 100BASE-TX, или 802.3ab 1000BASE-T, или 802.3z Gigabit Ethernet;
- в случае необходимости, обеспечивать подключение магистральных линий связи, соответствующих спецификации 802.3ae 10 Gigabit Ethernet;
- кольцевой технологии;
- обеспечивать предоставление информации о потоках трафика (протокол NetFlow, или NetStream, или Cflow, или Jflow, или cflowd, или sFlow, или их аналоги) (опционально);
- протоколов безопасности, обеспечивающие защиту от атак:
- BPDU Guard
- DHCP Snooping
- IP Source Guard
- Dynamic ARP Inspection
- обеспечивать проверку подлинности на основе MAC-адреса, ограничение количества MAC-адресов, статические MAC-адреса;
- механизмов качества обслуживания (QoS);
- полностью отказоустойчивой конфигурации с резервированием управляющих модулей, коммутационных матриц и блоков питания либо объединения устройств ЛВС в единый стек.

5.3.5.1.3. Проектом предусмотреть необходимость модернизации существующего каналообразующего оборудования и установки резервируемых маршрутизаторов, обеспечивающих поддержку:

- сегментирования сети по технологии VLAN, в том числе поддерживать организацию магистральных каналов передачи данных (802.1q), поддерживать логические маршрутизируемые IP интерфейсы VLAN.

- технологии агрегирования каналов связи (протокол 802.3ad), списки контроля доступа (на основе уровней L3, L2 модели OSI), протоколы управления (SSH и/или Telnet), протокол регистрации событий Syslog.

- стека протоколов MPLS-IP, MPLS Traffic Engineering.

- защиты сети на уровне L2 от появления колец Spanning Tree Protocol (STP, RSTP, MSTP);

- обеспечения статической и динамической маршрутизации (протоколы OSPFv2, BGP, MP-BGP), поддерживать протокол VRRP или его аналоги.

- возможности тестирования показателей качества канала (опционально).

- полностью отказоустойчивую конфигурацию с резервированием управляющих модулей, коммутационных матриц и блоков питания либо объединения устройств ЛВС в единый стек.

- при подключении к общедоступным сетям, обеспечивать функцию защиты ЛВС и ее пользователей от сетевых атак, а также возможность трансляции IP адресов (NAT/PAT) в соответствии с требованиями технического задания.

- механизма качества обслуживания (QoS).

Количество, тип и используемые интерфейсы коммутаторов и маршрутизаторов определить на этапе предпроектного обследования по согласованию с Заказчиком.

5.3.5.1.4. 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 персоналу диспетчерско-технологическому управлению ПС (с постоянным или без постоянного обслуживающего).

5.3.5.1.5. 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 2 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.

5.3.5.2. В составе проектной документации должны быть разработаны и обоснованы организационно-технические решения по созданию новых и модернизации существующих систем связи, включая:

- Таблицу распределения информационных потоков.

- Сопряжение со смежными системами связи, а также 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.

- Организацию систем маршрутизации и коммутации для сетей передачи данных, включая систему IP-адресации.

- Организацию системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, системы тактовой синхронизации, электропитания.

- Организацию линейно-кабельных сооружений, включая решения по приведению в нормативное состояние существующих ВЛ в объеме необходимом для обеспечения возможности подвески ВОК.

- Решения по размещению оборудования связи, в том числе по подготовке (приспособлению) помещений для размещения оборудования связи.

- Организацию эксплуатации, включая ремонтно-восстановительные работы.
- Состав оборудования с указанием наименований и обозначений оборудования, приведенных на схемах. Состав ЛКС с указанием объемов используемого оборудования и материалов, включая системы распределенного контроля температуры оптических волокон грозозащитных тросов (в случае проектирования ОКГТ по ВЛ с устройствами плавки гололеда).
- Расчеты, в том числе:
 - пропускной способности и емкости создаваемых (модернизируемых) систем связи;
 - параметров надежности, включая коэффициент готовности проектируемых каналов связи для оперативно-диспетчерской связи, ТМ, РЗА;
 - задержки для каналов передачи РЗА (по необходимости, при использовании ВОЛС для РЗА);
 - систем электропитания;
 - наведенного потенциала электрического поля;
 - параметров для организации ЛКС, в том числе: условий подвески ВОК, термической стойкости ОКГТ (в случае его применения), физико-механических характеристик ВОК, распределение напряженности электрического поля вдоль тела опор, несущей способности опор, перекрытий, зданий и т.д.;
 - механический расчет ОК;
 - механический расчет опор ВЛ;
 - фундаментов и закреплений в грунте;
 - на соблюдение допустимых наименьших изоляционных расстояний между ОК и фазными проводами, и/или ГТ, и/или существующими ОК при различных климатических условиях.
- Решения, в том числе:
 - по креплению ОК на опорах;
 - по защите ОК от вибрации;
 - по размещению ОК на ПС и за пределами энергообъектов;
 - по мониторингу состояния ОВ, а так же контролю температуры ОВ при организации ВОЛС-ВЛ путем подвеса ОКГТ на ВЛ, на которых осуществляется плавка гололеда;
 - по организации плавки гололеда на ВОЛС-ВЛ.
- Схемы и чертежи с позиционным обозначением оборудования в спецификации, включая:
 - схему соединения узлов (линейную схему);
 - общую структурную схему организации связи;
 - схемы организации связи по каждой из проектируемых систем;
 - схемы организации наложенных сетей;
 - схемы организации основных и резервных/дублирующих каналов связи (голос, данные) между проектируемым объектом и соответствующими центрами управления с отображением маршрутов прохождения;
 - структурную схему организации каналов РЗ и ПА (с учетом различных сред передачи, включая каналы по выделенным волокнам);
 - схемы организации системы управления, каналов служебной связи, резервирования, ТСС, электропитания оборудования;
 - размещение оборудования связи;
 - схемы организации линейно-кабельных сооружений.
- Технические условия собственников инфраструктуры (приводятся в случае проектирования систем связи, ВОК с использованием инфраструктуры (ВЛ, телефонная канализация, помещения и т.п.).
- Технические требования на каждую систему связи, включая линейно-кабельные сооружения.

5.3.5.3. Все решения должны быть взаимоувязаны с существующими цифровыми каналами, организованными транзитом.

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 (АСУЭ, 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 (АСУЭ, 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, АСУЭ), 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 АСУЭ должны соответствовать техническим требованиям оптового рынка и включать требования к комплексу мероприятий по МО на всех этапах жизненного цикла АСУЭ:

- 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, АСУЭ) 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, АСУЭ, 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.

5.3.9. Разработать файл SSD (System Specification Description) с описанием однолинейной схемы объекта проектирования, а также распределения логических узлов первичного оборудования и функций вторичных подсистем по присоединениям в синтаксисе языка SCL (System Configuration Language).

5.3.10. Привести предварительный расчет объема кабельной продукции (с учетом аварийного резерва)

5.3.11. Сметная документация.

5.3.11.1. Сметную стоимость строительства приводить в двух уровнях цен: в

базисном по состоянию на 01.01.2000 и текущем, сложившемся ко времени составления смет.

В электронном виде сметная документация предоставляется в форматах ПО «Гранд-смета» (*.gsf, *.gsfx), универсальном формате (*.xml, *.xmlx). Выходные формы (локальные и объектные сметные расчеты (сметы), Сводный сметный расчет стоимости строительства, Сводка затрат, Сопоставительный анализ стоимости материалов и оборудования, прочие расчеты) предоставляются в формате MS Excel (*.xls, *.xlsx), пояснительная записка, иные текстовые материалы и титульные листы тома «Сметная документация» - в формате MS Word (*.doc, *.docx).

5.3.11.2. При составлении сметной документации в базисном уровне цен использовать действующую редакцию территориальной сметно-нормативной базы (ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001, ТСЦМ), внесенной в Федеральный реестр сметных нормативов, а при отсутствии таковой в реестре применять федеральную сметно-нормативную базу (ФЕР-2001, ФЕРм-2001, ФЕРп-2001, ФСЦМ).

В случае применения инновационных решений, приведенных в Реестре инновационных технологий ПАО «Россети», **выделенная стоимость инноваций должна оформляться Подрядчиком в «Сводной ведомости затрат по применению инновационных технологий» на основе сметных расчетов в разделе проекта «Сметная документация».**

Для пересчета сметной стоимости в текущий уровень цен использовать индексы изменения сметной стоимости строительства ежеквартально публикуемые и рекомендуемые к применению Минстроем России.

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

Включить в сметный расчет затраты на осуществление строительного контроля.

5.3.11.3. При наличии этапов строительства выполнить отдельные сводные сметные расчеты с объединением их в сводку затрат.

5.3.11.4. 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 затраты по получению исходно-разрешительной документации и оформлению земельно-имущественных отношений, а также прочие и лимитированные затраты.

5.3.11.5. 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.

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

5.3.12. Скорректированный 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 ИВК 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.

5.3.12.1. 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.

Текстовая часть пояснительной записки к проектной документации должна содержать пункт «Инновационные технологии» с информацией о перечне и стоимости инновационных решений, примененных в рамках проекта.

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 21.1101-2013 другой действующей НТД.

Рабочая документация должна быть согласована:

- согласование рабочей документации с Заказчиком
- согласование рабочей документации с Липецким РДУ.

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:
 - для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции схемы размещения устройств релейной защиты;
 - для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции монтажные схемы распределения по трансформаторам тока устройств РЗА, схема организации цепей питания устройств РЗА;
 - данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА;

- принципиальные и монтажные схемы с привязкой вновь установленного оборудования и МП устройств РЗА к существующему оборудованию, устройствам релейной защиты, автоматики и сигнализации с указанием для «цифровой» ПС: наименований сигналов в семантике серии стандартов МЭК 61850 с указанием передаваемых объектов/атрибутов данных; используемых коммуникационных сервисов передачи данных (GOOSE, Report и др.);

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции схемы организации передачи информации между устройствами РЗА, и оборудованием ПС;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции пояснительную записку, включающую проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики, а также бланк уставок, содержащий параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, предусмотренные производителем устройства РЗА, и их значения, выбранные по результатам расчета;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии);

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами высокочастотной связи, устройствами передачи аварийных сигналов и команд;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА;

- заказные спецификации и карты заказа на устройства РЗА с указанием версии программного обеспечения для микропроцессорных устройств РЗА;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей, алгоритмы работы АПВ;

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации.

- для каждого этапа (пускового комплекса) реконструкции перечень сигналов ТИ, ТС, АПТС и ДУ, передаваемых в Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ;

- решения по регистрации аварийных событий и процессов с использованием РАСП (независимых устройств и функций, реализуемых в терминалах РЗА и оборудовании АСУ ТП объектов электроэнергетики), в том числе:

- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;

- частота обработки;

- регистрируемые сигналы (с указанием источника сигнала);

- условия пуска (для обеспечения функции РАС) должны обеспечивать сбор информации, достаточной для обеспечения своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса.

В части АСУ ТП ПС предусмотреть:

- структурную и принципиальную схемы организации АСУ ТП с отображением топологии ЛВС, организации передачи информации по GOOSE и MMS, применяемых устройств (комплексов) РЗА, используемых протоколов резервирования сети и точной синхронизации времени;
- расчет 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, ДУ и измерительных цепей (проектом предусмотреть подключение контрольных кабелей через промежуточные клеммники к контроллерам АСУ);
- схемы организации сетевой инфраструктуры с указанием портов подключаемых устройств (коммутаторов, контроллеров АСУ, терминалов РЗА и т.д.);
- отдельную спецификацию с наименованиями сигналов в семантике серии стандартов МЭК61850 и соответствующее им наименование из поля «Описание» (Description);
- спецификации оборудования и материалов;
- схемы общего вида шкафов и контроллеров АСУ ТП;
- таблицы интеграции устройств по протоколу GOOSE с указанием источников информации и устройств подписчиков и по протоколу MMS с указанием устройств, интерфейсов, перечня информации и т.п.;

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», СТО 34.01-21-004-2019. «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанция напряжением 110-220 кВ», СТО 34.01-21-005-2019. «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ» 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;
- Дистанционное управление выключателями и телерегулирование трансформаторов должно производиться через микропроцессорные терминалы РЗА;
- Дистанционное управление 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 при пропадании напряжения на вводе. Переключение питания нагрузки с сети на аккумуляторные батареи и наоборот не должно повлечь за собой сбой в работе устройств ПТК. Необходимо обеспечить резервированное бесперебойное питание от СОПТ ПС (привести подтверждение, что параметров существующих зарядных устройств допускают их использования в режиме питания оборудования АСУ ТП, АСУЭ и ТК от СОПТ и емкости АКБ существующей СОПТ достаточно для возможности выдачи толчкового тока СОПТ в конце двухчасового разряда с учетом вновь подключенного оборудования АСУ ТП, АСУЭ и ТК), а при невозможности питания от СОПТ ПС должен применяться единый 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.

Информационная безопасность

Проектом предусмотреть необходимые меры защиты информации от неправомерного доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования, копирования, предоставления, распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации, в том числе от деструктивных информационных воздействий (компьютерных атак) в соответствии с требованиями распоряжения ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140р «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ» и приказа ФСТЭК России от 14.03.2014 №. 31.

Проект в части АСТУ ТП должен соответствовать требованиям к защите информации с учетом ГОСТ Р 51583 "Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения" (далее - ГОСТ Р 51583), ГОСТ Р 51624 "Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Общие требования" (далее - ГОСТ Р 51624), приказа ФСТЭК от 14.03.2014 №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».

Проектом предусмотреть установку системы мониторинга сетевого трафика и контроля соответствия передачи данных по протоколам GOOSE и MMS электронному проекту (SCD-файлу) с мониторингом аномальных режимов и регистрацией событий на основе сообщений GOOSE, включающую в себя в том числе:

- оценку текущей загруженности ЛВС;
- анализ сообщений протоколов GOOSE и MMS на предмет потери и искажения пакетов;
- анализ конфигурации информационной сети (соответствия сети SCD-файлу);
- контроль появления MAC-адресов в информационной сети для обеспечения информационной безопасности;

- контроль появления не авторизованных сообщений в сети (белый шум);
- выдача сигнализации о неисправностях и ошибках сети в АСУ ТП;
- блокировка портов коммутаторов (критерии блокировки определить при проектировании).

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, АСУ ТП, АСУЭ 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, систем связи и других систем, включая:

- привязку оборудования СН к цепям РЗА, телемеханики, связи, АСУЭ;
- 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. Выполнить конфигурирование цифровых связей ПС (создание SCD файла с описанием схемы распределения логических узлов первичного оборудования и функций) с применением специализированного ПО.

5.4.7. Привести распределение информационных потоков по шине подстанции и шине процесса;

5.4.8. Расчет загруженности ЛВС с учетом выбранной топологии информационной сети и максимальной нагрузки в режиме повышенной информационной нагрузки «шторм»;

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

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

5.4.11. 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.

5.4.12. В части ТК ПС предусмотреть:

- структурную и принципиальную схемы организации каналов связи с отображением топологии ЛВС, организации передачи информации по GOOSE и MMS, применяемых устройств (комплексов) РЗА, используемых протоколов резервирования сети и точной синхронизации времени;
- планы размещения оборудования (фасады шкафов ТК, размещение шкафов ТК в аппаратной связи);
- таблицу кабельных соединений (кабельный журнал);
- схемы электропитания оборудования связи (для каждого узла) с указанием точки подключения на распределительном щите питания;
- планы прокладки кабелей связи по территории объекта (зданиям с аппаратной связи, прилегающим территориям к зданию, входящие в состав объекта);
- принципиальные схемы функционирования и/или взаимодействия

оборудования с существующим, если таковое имеется;

- маркировку объектов и линий связи: кабеля, муфт, кроссов, и т.д.
- Сметную часть:
 - локальные сметы на оборудование, локальные сметы на строительно-монтажные и пусконаладочные работы в ценах 2000 года, сводные сметные расчеты в текущих ценах;
 - прайс-листы и ТКП на оборудование и материалы, присутствующие в проекте с текущими ценами;
- Спецификацию на оборудование и материалы с указанием наименований и обозначений оборудования, приведенных на схемах:
 - оборудование и материалы должны быть разделены;
 - все комплектующие и запчасти должны быть включены в состав оборудования, для которого они предназначены;
 - сквозная нумерация комплектующих и компонентов, входящих в состав оборудования, не допускается;
 - раздел ВОЛС должен иметь отдельную спецификацию на материалы;
 - наименование позиций в спецификации должны указывать однозначно на существующее оборудование и материалы, доступные к заказу

Раздел «проектирование ВОЛС» - необходимо выполнить на участок пере завода ВОЛС отдельным томом со спецификацией на материалы и оборудование. Раздел ВОЛС должен иметь следующий состав:

- выбор точек подвеса кабеля на опорах;
- схемы прокладки кабеля на территории объекта, в зданиях и схемы ввода в аппаратную связи;
- распределение информационных потоков по ВОЛС;
- схемы разварки кроссов и муфт;
- схемы с позиционным обозначением оборудования в спецификации, включая:
 - структурную схему;
 - схему соединения узлов (линейную схему);
 - схемы организации связи;
 - охранные мероприятия при прокладке кабеля;
 - организацию линейно-кабельных сооружений, включая решения по подвеске волоконно-оптического кабеля, с учетом пп. 2.5.178 - 2.5.200 ПУЭ (7 редакция).

5.4.13. 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.

5.4.14. 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.

5.4.15. Схема и спецификация системы отопления в зданиях и сооружениях (ОПУ, ЗРУ) с применением энергосберегающих приборов, оснащенных системой поддержания нормативной температуры внутри помещений.

6. Особые условия

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

- в 3 (трех) экземплярах на бумажном носителе после получения положительных заключений органов экспертизы (окончательно количество экземпляров определяется филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» из которых не менее 1 (одного) экземпляра в оригинале. Каждый том оригинала и копии ПД и РД должен быть прошит, заверен печатью и подписью руководителя, страницы пронумерованы. Все экземпляры томов копий ПД и РД должны быть заверены печатью проектной организации «Копия верна»;

- в электронном виде на цифровом носителе (в 2-х экземплярах) в формате: AutoCAD / NanoCAD или т.п.; формате pdf для документов с текстовым и 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;

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. Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц

6.2. Оформление текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной и рабочей 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».

6.3. При проектировании нового строительства и комплексной реконструкции ПС 35 кВ и выше предусмотреть выполнение 3D изображений оборудования и зданий ПС.

Требования к изготовлению трехмерного изображения подстанции:

6.3.1. Трехмерное изображение подстанции выполняется на основе чертежей, фотографий, эксплуатационной документации и других материалов с учетом фирменного стиля Заказчика.

6.3.2. Трехмерному отображению подлежат все здания и оборудование в границах охранной зоны подстанции: силовое оборудование открытого и закрытого распредустройств, оборудование общеподстанционного пункта управления, токопроводы, первые опоры отходящих воздушных линий электропередачи, ограждение, объекты брендирования (входная группа).

6.3.3. Все элементы энергообъекта должны быть визуально реалистичны и легко узнаваемы, с проработкой текстур и материалов («металл», «бетон», «композит» и т.п.) и соответствовать фирменному стилю Заказчика.

6.3.4. Трехмерное изображение подстанции представить в виде 15 визуально фотореалистичных цветных рендеров.

6.3.5. Результаты работ включить в проектную документацию согласно перечню:

- фасад (ы) зданий с входной группой;
- план (вид сверху) под углом 90 градусов и под углом 45 градусов с 4 точек;
- рендер с силовыми трансформаторами;

- рендер с оборудованием РУ ВН (выключатели, разъединители, ТТ, ТН);
- рендер с внутренними помещениями и оборудованием РУ НН (ячейки, токопроводы, ДГР, токоограничивающие реакторы);
- рендер (рендеры) внутренних помещений и оборудования ОПУ.

6.4. При направлении откорректированных материалов ПД и РД 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.

6.5. Разработанная проектная, рабочая и сметная документация являются собственностью Заказчика и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

6.6. Проектная организация обеспечивает:

- получение всех необходимых положительных согласований и заключений, в том числе, но не ограничиваясь: природоохранных органов, органов ГО и ЧС, Министерства здравоохранения Российской Федерации и Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации, организации по проведению экспертизы, эксплуатирующих организаций и органов местного самоуправления;
- сопровождение документации в органах экспертизы и обеспечивает получение положительных заключений;
- 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.

6.7. Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования филиала ПАО «МРСК Центра»-Липецкэнерго/, Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ), собственников объектов, технологически связанных с объектом проектирования.

6.8. 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).

6.9. В целях проведения проектно-изыскательских работ проектная организация от своего имени за свой счет оформляет и получает правоустанавливающие документы на земельные (лесные) участки (при необходимости, при соответствующем обосновании).

6.10. Проектная организация выполняет весь комплекс работ, в том числе связанных с получением исходно-разрешительной документации для проектирования.

6.11. Проектная организация предоставляет скорректированную / разрабатываемую проектную/ рабочую документацию для последующего направления в АО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ), все расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном виде в формате ПК «RastrWin» (*.rg2, *.grf).

6.12. 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 аттестации.

6.13. Сокращения в задании на проектирование приняты согласно Прил. №2 к ТЗ.

6.14. 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.).

6.15. Применяемое при проектировании силовое оборудование, устройства РЗА, АСУ ТП и связи, АСУЭ, систем диагностики должны быть согласованы производителями оборудования и устройств на предмет возможности реализации принятых технических решений, совместимости отдельных составных частей оборудования и устройств, соответствия выполняемых функций устройств их назначениям.

6.16. 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).

6.17. 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.

6.18. 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. Выделение этапов строительства

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 реализации данного объема работ в весенне-летний период. Структуру комплекса определить при проектировании.

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 АСУЭ - 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.

8. 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.

9. Сроки выполнения работ.

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

Начальник службы ПС

Д.А. Бутузов

Начальник службы РЗА

согласовано в зч. 10.07.17

А.А. Внуков

Начальник УКиТСУ

Е.С. Федерякин

Начальник УТР

О.А. Середкин

Согласовано:

Зам. директора по КС

С.В. Дмитриев

