

**СОГЛАСОВАНО**

Первый заместитель директора –  
главный диспетчер  
Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ



(подпись)

**А.С. Куделин**

(ФИО)

14.04.2025

**УТВЕРЖДАЮ**

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ПАО «Россети Московский регион»



(подпись)

**Д.Б. Гвоздев**

(ФИО)

Идентификационный номер специалиста

П	И	-	1	2	2	5	1	8
---	---	---	---	---	---	---	---	---

№153-13/ГД/02/ВН-885 от 16.04.2025

**Задание на проектирование**

**по титулу «Реконструкция ПС 110/10/6 кВ № 711 Тополь с заменой силовых трансформаторов 2х40 МВА на 2х63 МВА»**

МО, г. Мытищи ул. Силикатная

**ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ**

\_\_\_\_\_  
(наименование организации)

\_\_\_\_\_  
(должность)

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

М.П.

**ГИП**

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Идентификационный номер специалиста

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**Москва 2025 г.**

## **1. Основание для проектирования**

1.1. Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России РФ от 28.11.2024 года №24@ «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион» на 2024 – 2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион», утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 №30@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 22.12.2023 №31@», а также текущий проект ее корректировки.

1.2. Регламент подготовки, согласования и утверждения ТУ, ЗП и ПСД на сооружение, техническое перевооружение и реконструкцию объектов ПАО «Россети Московский регион» и объектов сторонних организаций, связанных с объектами ПАО «Россети Московский регион» (далее – Регламент) в действующей редакции.

1.3. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2024 № 2328.

1.4. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» (ПС 110 кВ Тополь) энергопринимающих устройств ООО «ЭЛМА-ПРОЕКТ» № И-24-00-441787/103 (договор ТП от 03.10.2024 № ИА-24-303-22151(441787)).

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

НТД указаны в Едином реестре нормативно-технических документов группы компаний «Россети» по обеспечению надежности и безопасности объектов электросетевого хозяйства, утвержденном приказом ПАО «Россети» от 29.02.2024 № 89 (в редакции приказа от 26.07.2024 № 329) (далее – Единый реестр НТД). Документ размещен на официальном сайте ПАО «Россети» в разделе «Единая техническая политика» <https://www.rosseti.ru/suppliers/technical-policy>.

Также необходимо учесть следующие НТД:

– ГОСТ Р 71170-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Проверка соответствия номинального тока отключения выключателей 110 кВ и выше расчетным уровням токов короткого замыкания. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 71403-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах»;

– ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокоцеплением.

При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в Едином реестре НТД и данном задании на проектирование.

### **3. Заказчик**

«Северные электрические сети» – филиал ПАО «Россети Московский регион».

### **4. Проектная организация (генеральный проектировщик)**

Определяется по итогам конкурса (торгово-закупочных процедур по выбору подрядной организации на выполнение ПИР).

### **5. Сроки начала и окончания проектирования**

Начало – с момента заключения договора на выполнение ПИР.

Окончание – сроки окончания договора ПИР.

### **6. Вид строительства и этапы разработки проектной документации.**

6.1. Вид строительства: реконструкция.

6.2. До начала разработки проектной документации Проектировщик разрабатывает и согласовывает с Заказчиком состав проекта, в соответствии с которым осуществляется дальнейшее проектирование и приемка выполненных работ.

6.3. Этапы разработки документации:

– **Выбор оптимального варианта проектирования** – разработка и рассмотрение 2-3 вариантов проектирования на соответствие объемов реконструкции объемам, указанным в задании на проектирование, на корректность и реализуемость предлагаемых технических решений, на применимость выбранного оборудования, а также анализ технико-экономического сопоставления предложенных вариантов проектирования.

– **ОТР** – разработка, обоснование и согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования и Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (далее – Московское РДУ) основных технических решений (ОТР) по проектируемому объекту (в сроки, установленные соответствующим договором).

– **ПД** – разработка, согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, Московским РДУ и сопровождение подрядчиком прохождения экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов; обеспечение подрядчиком получения положительного заключения государственной/негосударственной экспертизы проектной документации (ПД), результатов инженерных изысканий и заключения о достоверности определения сметной стоимости объекта.

– **РД** – разработка и согласование с ПАО «Россети Московский регион», собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и Московским РДУ рабочей документации (РД) в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

### **Основные технико-экономические показатели**

Принять по утверждённым прогрессивным технико-экономическим показателям, нормам и аналогам. Предусмотреть мероприятия по снижению материалов и энергоёмкости, трудовых и финансовых затрат.

Проектно-сметная документация должна быть разделена на мероприятия, учтенные и не учтенные укрупненными нормативами цен.

Объем финансовых потребностей мероприятий, учтенных укрупненными нормативами цен, необходимых для выполнения работ по строительству (реконструкции) в сводно-сметном расчете, не должен превышать объема финансовых потребностей для данных мероприятий, рассчитанных в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26.02.2024 №131 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

Сметную документацию выполнить согласно Методики определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (приказ Минстроя РФ от 04.08.2020 №421/пр в действующей редакции) ресурсно-индексным методом с использованием Федеральной сметно-нормативной базы ФСНБ-2022 для объектов Московской области с применением методик, справочников и сборников включенных в Федеральный реестр сметных нормативов (ФРСН).

## 7. Основные характеристики проектируемого объекта.

### 7.1. В части ПС:

Наименование мероприятия	Технологические решения
Номинальные напряжения (высший класс напряжения), кВ	110 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ	ОРУ 110 кВ ЗРУ 10 кВ ЗРУ 6 кВ
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС	ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки ВЛ 110 кВ Новые Подлипки – Тополь
Выделение этапов реконструкции	Без этапов
Общие требования к оборудованию ПС	1. Применяемое оборудование должно быть аттестовано в ПАО «Россети», соответствовать требованиям технической политики ПАО «Россети», Приказа ПАО «Россети» от 29.03.2019 г. № 64 «Об утверждении стандартов организации» и Методических указаний ПАО «Россети Московский регион», Российским стандартам и быть сертифицированными в установленном порядке. 2. Выключатели 6-10 кВ: – привод выключателей должен быть энергонезависимым и

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>запитан от СОПТ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– выключатели 6-10 кВ должны быть вакуумными;</li> <li>– рассмотреть возможность оснащения автоматизированной системой мониторинга и диагностики (коммутационный ресурс и др.).</li> </ul> <p>3. Измерительные трансформаторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– применить электромагнитные, рассмотреть возможность оснащения аналоговых устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов (АЦП).</li> </ul> <p>4. Силовые трансформаторы:</p> <p>Установка трансформаторов должна быть с применением поворотных катков с ребордой.</p> <p>Уклон крышки бака должен быть заложен в конструкцию трансформатора.</p> <p>Конструкция трансформатора должна обеспечить отсутствие необходимости подпрессовки обмоток и магнитопровода на весь срок службы трансформатора.</p> <p>При изготовлении трансформатора применять технологии и материалы, влияющие на потери в сторону уменьшения;</p> <p>Трансформатор должен быть оборудован:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– -необслуживаемыми воздухоосушителями;</li> <li>– автоматическими предохранительными клапанами с контактным устройством сигнализации срабатывания;</li> <li>– переключателем РПН вакуумного исполнения обладающим повышенным коммутационным ресурсом до первой ревизии не менее 300 000 переключений;</li> <li>– приводом РПН на виброгасителях;</li> <li>– пластинчатыми радиаторами системы охлаждения с противокоррозионным покрытием;</li> <li>– уплотняющей резиной со сроком службы не менее 30 лет;</li> <li>– газовым реле типа BF80 (или аналог) с двумя парами сигнальных и отключающих контактов;</li> <li>– струйным реле типа RS 2001 (или аналог) с двумя парами отключающих контактов;</li> <li>– защитной гибкой плёнкой для защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом (для трансформаторов мощностью 63 МВА и выше) и отсечным клапаном от ухода масла из расширительного бака;</li> <li>– высоковольтными вводами с твердой изоляцией;</li> <li>– фланцевыми соединениями с проточкой под кольцевую уплотняющую резину;</li> <li>– болтовым соединением разъёма бака;</li> <li>– устройством постоянной очистки масла - термосифонным фильтром;</li> <li>– устройством отбора газа из газового реле с уровня установки</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>трансформатора;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– табличкой-шильдиком, закрепляемой на баке трансформатора, с указанием основных параметров: тип трансформатора; номинальная мощность по обмоткам; номинальные токи и напряжения по обмоткам; напряжения короткого замыкания между обмотками; ток холостого хода; потери холостого хода и короткого замыкания; схема соединения обмоток; количество фаз; номинальная частота; массово-габаритные параметры; таблица напряжений по положениям переключателя и соответствующего положению тока; диапазон регулировки напряжения; заводской №; год выпуска; завод – изготовитель;</li> <li>– измерителями-сигнализаторами температуры и уровня масла с преобразователями.</li> <li>– оснащенные фланцами с шаровыми кранами для возможности подключения автоматизированной системы мониторинга и диагностики (АСМД).</li> </ul> <p>5. КРУ 6-10 кВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ячейки КРУ должны иметь конструкцию предусматривающую перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при закрытой фасадной двери;</li> <li>– все заземляющие ножи в КРУ должны быть быстродействующие с пружинным механизмом;</li> <li>– исполнение ячеек КРУ 6-10 кВ должно быть со средним выкатом;</li> <li>– моторизированный привод вката/выката в ремонтное положение тележек выключателей КРУ</li> <li>– ячейки КРУ 6-10 кВ должны быть с двухсторонним обслуживанием, оснащены технологическим видеонаблюдением, позволяющим контролировать положение втычных контактов выключателя;</li> <li>– ТН 6-10 кВ должны быть 4х обмоточные с тремя вторичными обмотками (по одному на секцию);</li> <li>– соединение шин в КРУ должно быть выполнено с применением тарельчатых шайб;</li> <li>– оснащены встроенной системой автоматизированного on-line контроля нагрева контактных соединений и концевых муфт.</li> </ul> <p>Требования к системе on-line мониторинга температуры контактных соединений и концевых муфт в РУ 6-10 кВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отсутствие необходимости технического обслуживания системы в течение всего срока службы РУ 6-10 кВ;</li> <li>– беспроводная передача сигнала о нагреве от измеряющего датчика к считывателю (контроллеру);</li> <li>– отсутствие гальванических элементов питания датчиков или</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>считывателей сигнала;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– минимальная стоимость системы, незначительно влияющая на конечную общую стоимость продукции в целом;</li> <li>– отсутствие элементов системы, имеющих риски влияния на надежность защищаемого электрооборудования.</li> </ul> <p>6. Блокировка ПС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– питание блокировки ПС должно осуществляться от ЩПТ через шкаф питания оперативной блокировки разъединителей предусматривающий электрическое разделение цепей с применением не менее 3х работающих параллельно преобразователей DC/DC.</li> </ul> <p>7. Применять стационарные лестницы с использованием средств защиты ползункового типа в качестве страховочной системы при подъеме на оборудование, стационарных анкерных точек (анкерных столбов), либо с предустановкой анкерной линии и использования средства защиты втягивающего типа, либо с применением телескопических анкерных столбов для работы на оборудовании ПС 35 кВ и выше, где есть риск падения с высоты более 1,8 м (выключатели, трансформаторы (автотрансформаторы) и т.д.). Места установки и типы стационарных средств защиты от падения с высоты определить проектом.</p> <p>8. Система собственных нужд:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– степень защиты корпусов шкафов должна быть не менее IP 43;</li> <li>– автоматы отходящих присоединений должны быть стационарные;</li> <li>– в каждом шкафу отходящих линий должны быть установлены групповые рубильники;</li> <li>– степень секционирования внутреннего объема шкафа должна быть не менее 3b.</li> </ul> <p>Подстанции, питание собственных нужд которых организовано менее чем от трех независимых источников, должны оборудоваться шкафами для подключения РИСЭ.</p> <p>9. Применять в качестве опорно-стержневых изоляторов и на разъединителях полимерные изоляторы, в основе опорного элемента которых используется стеклопластиковый стержень. В качестве подвесной изоляции на ПС применять стеклянную или полимерную изоляцию в соответствии с требованием Распоряжения ПАО «МОЭСК» от 13.05.2019 г. №429р.</p> <p>10. СОПТ, аккумуляторная батарея:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– емкость одной АБ на ПС должна обеспечивать питание от одной АБ всех потребителей СОПТ ПС в течение не менее 3 часов в конце срока службы АБ (при снижении емкости АБ в конце срока службы на 20 %) при отсутствии подзаряда АБ;</li> <li>– АБ должна иметь срок службы не менее 20 лет;</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– кабели «+» и «-» от АБ до ЩПТ должны быть проложены по разным трассам либо в одном диэлектрическом лотке, но в отдельных отсеках;</li> <li>– для соединения элементов АБ должны быть применены гибкие перемычки и болтовые соединения;</li> <li>– в помещении АБ должно быть окно. Вход в помещение аккумуляторной батареи выполнить через тамбур, предусмотреть приточно-вытяжную вентиляцию, подсобное помещение для хранения приборов и инвентаря для обслуживания аккумуляторной батареи.</li> </ul> <p>11. Применять в качестве опорно-стержневых изоляторов и на разъединителях полимерные изоляторы, в основе опорного элемента которых используется стеклопластиковый стержень. В качестве подвесной изоляции на ПС применять стеклянную или полимерную изоляцию в соответствии с требованием Распоряжения ПАО «МОЭСК» от 13.05.2019 г. № 429р.</p> <p>12. Обеспечить наличие на ПС информационных и предупреждающих знаков в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 05.12.2019 № 330 и Приказа ПАО «Россети Московский регион» от 04.12.2020 № 1225 «О размещении на информационных знаках и плакатах идентификационных QR-кодов».</p> <p>13. Токоограничивающие реакторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– установить реактор горизонтального исполнения</li> <li>– применяемые токоограничивающие реакторы должны выдерживать расчетный ток термической стойкости в течение 6 секунд;</li> <li>– при размещении реакторов вне помещений оборудовать над ними навес из полимерных материалов с возможностью установки ската в любую сторону;</li> <li>– для присоединения реактора к шинопроводу использовать болтовое соединение;</li> <li>– установку реакторов производить на установочные изоляторы, поставляемые заводом изготовителем совместно с реактором;</li> <li>– для ограничения токов короткого замыкания применять одинарные реакторы.</li> </ul> <p>Предусмотреть проектом приобретение по одной резервной фазе токоограничивающего реактора 6 кВ и 10 кВ (Приказ ПАО «МОЭСК» от 29.03.2016 г. № 382 «Об итогах производственной деятельности в феврале 2016 года»).</p> <p>14. Применять в зданиях и сооружениях распределительных устройств 6-10 кВ устройства отпугивания животных.</p> <p>15. Обеспечить наличие на ПС информационных и предупреждающих знаков в соответствии с требованиями Приказа</p>



Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>ПАО «Россети» от 24.08.2021 № 407 и Приказа ПАО «Россети Московский регион» от 04.12.2020 № 1225 «О размещении на информационных знаках и плакатах идентификационных QR-кодов».</p> <p>16. Предусмотреть для силовых (авто)трансформаторов и распределительных устройств дополнительное ограждение, состоящее из оцинкованного каркаса (металлические стойки) и оцинкованной металлической сетки, с учетом допустимых расстояний согласно требованиям ПУЭ и ПОТЭЭ от оборудования до ограждающих конструкций. Металлические стойки и секции из металлической сетки должны быть съемными для возможности его быстрого демонтажа и обслуживания, а также беспрепятственного доступа спецтехники и персонала для безопасного выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования ПС. Высота ограждающих конструкций определяется проектом.</p> <p>17. Арматура секций и систем шин 6-220 кВ ОРУ выполненных гибкой ошиновкой с неразборными соединениями и аппаратных зажимов электрооборудования должна соответствовать стандарту СТО 34.01-2.2-009-2016 «Арматура для воздушных линий электропередачи напряжением 6-110 кВ с защищенными проводами. Общие технические требования», в части требований к конструкции арматуры.</p>
Количество и мощность силовых трансформаторов	<p>До реконструкции Т-1, Т-2 напряжением 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый;</p> <p>После реконструкции Т-1, Т-2 напряжением 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.</p>
Реконструкция и технологические решения	<p>Выполнить замену существующих силовых трансформаторов напряжением 110/10/6 кВ Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы напряжением 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый, оснащенные устройством РПН (тип и мощность определить проектом), с последующим вывозом трансформаторов мощностью 40 МВА на площадку хранения и их консервацией.</p> <p>Выполнить реконструкцию ЗРУ 6-10 кВ с заменой вводных и секционных выключателей на вакуумные, отключающую способность определить проектом. Дополнительный объем реконструкции и необходимость замены токоведущих шин 6-10 кВ определить проектом.</p> <p>Необходимость установки регулировочных трансформаторов 10 кВ определить проектом.</p> <p>Ограничить токи короткого замыкания на шинах 6-10 кВ до 12 кА. При необходимости выполнить замену существующих реакторов 6-10 кВ.</p> <p>Схему фазировки цепей первичной и вторичной коммутации выполнить в соответствии с указанием Мосэнерго № 41-24/93</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>от 20.07.1981 г. «Об упорядочении расцветки фаз оборудования и схем включения трансформаторов».</p> <p>Проектом предусмотреть мероприятия, исключающие снижение надежности электроснабжения ПС на длительный период, при необходимости разработать временные и пусковые схемы включения.</p>
Система собственных нужд	<p>Выполнить реконструкцию системы собственных нужд с установкой двух трансформаторов собственных нужд. Мощность устанавливаемых ТСН определить проектом. Старые ТСН-1, ТСН-2 демонтировать при необходимости.</p>
Система оперативного тока (СОТ, СОПТ)	<p>Организовать систему постоянного оперативного тока с установкой двух аккумуляторных батарей. Емкость установленных аккумуляторных батарей определить проектом.</p> <p>Выполнить предпусковую диагностику состояния системы оперативного постоянного тока с привлечением специализированных организаций.</p>
Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания	<p>1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области на год завершения каждого этапа реконструкции объекта электроэнергетики и на Расчетный период<sup>1</sup>, для характерных режимов, указанных в пункте 2 настоящего раздела.</p> <p>2. В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с Требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем) на год окончания реконструкции объекта и на Расчетный период с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.</p> <p>На основании результатов расчетов должны быть определены технические требования к вновь устанавливаемому оборудованию.</p> <p>3. Результаты расчетов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, (авто-)трансформаторов станций и ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном</p>

<sup>1</sup> Последний год периода, на который разработаны схема и программа развития электроэнергетических систем России (далее – СиПР ЭЭС России), актуальные на момент разработки проектной документации.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.</p> <p>4. В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 110 кВ и выше на год окончания реконструкции объекта и на Расчетный период.</p> <p>По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ (в том числе оборудования кабельных систем 110 кВ и выше по термической стойкости и напряжению на экране кабеля), обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей сети 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.).</p> <p>5. Величина наибольшего рабочего напряжения электросетевого оборудования 6 кВ, 10 кВ и 110 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 7,2 кВ, 12 кВ и 126 кВ соответственно.</p> <p>6. Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания выполнить с учетом актуальной СиПР ЭЭС России.</p> <p>7. При применении схемно-режимных мероприятий по вводу параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, данные мероприятия должны быть проверены на допустимость их выполнения с учетом требований Методических указаний по устойчивости энергосистем и исходя из обеспечения соответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания. Расчетные результаты проверки должны быть представлены в дополнение к прочим результатам расчетов. Применение схемно-режимных мероприятий, приводящих к переводу электроснабжения потребителей в «тупиковом режиме», должно быть проверено на допустимость применения с учетом требований к категории электроснабжения.</p> <p>8. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания», принципиальную схему электрических соединений объекта реконструкции (сооружения) для каждого этапа реконструкции (сооружения) на бумажном носителе и</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	в электронном виде в формате .pdf (Adobe Acrobat Reader) с поясняющими рисунками и схемами без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать). Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц.
Расчетные модели	<p>1. Расчеты установившихся электроэнергетических режимов и расчеты действующего значения основной гармоники периодической составляющей тока в начальный момент короткого замыкания, выполняемые в соответствии с требованиями раздела «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания» настоящего задания на проектирование, должны осуществляться с использованием расчетных моделей, сформированных на основании перспективных расчетных моделей электроэнергетической системы или их фрагментов, полученных от АО «СО ЕЭС» (филиала АО «СО ЕЭС») в соответствии с Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.02.2023 № 82 (далее – расчетные модели).</p> <p>2. Расчетные модели формируются для каждого этапа реконструкции ПС 110 кВ Тополь и на Расчетный период.</p> <p>3. К томам с результатами расчетов установившихся режимов и расчетов действующего значения основной гармоники периодической составляющей тока в начальный момент короткого замыкания, направляемой на согласование в адрес Московского РДУ, должны быть приложены расчетные модели с учетом определенных в проектной документации технических решений по развитию электрических сетей (при первичном направлении результатов расчетов и при внесении изменений в направленные ранее расчетные модели).</p>
Изоляция, защита от перенапряжений и заземление	<p>1. Применить для защиты от перенапряжений взрывобезопасные необслуживаемые ОПН 110, 10, 6 кВ с полимерной (силиконовой) изоляцией.</p> <p>2. Предусмотреть оснащение ОПН 110 кВ приборами контроля тока проводимости под рабочим напряжением для выявления разрядных процессов и предотвращения аварийного выхода ОПН из строя.</p> <p>3. Заземляющее устройство ПС спроектировать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58882-2020. Предусмотреть в проекте выполнение предпусковой диагностики (с учетом требований</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>электромагнитной совместимости) заземляющего устройства ПС с выдачей паспорта ЗУ и схемой построения защитных зон молниеотводов.</p> <p>4. Определить значения емкостных токов замыкания на землю в сети 6, 10 кВ. С учетом полученных значений и перспективы развития сети определить необходимость замены оборудования компенсации емкостных токов (Реактор заземляющий дугогасящий плавнорегулируемый однофазный с автоматическим регулированием, трансформатор подключения ДГР соответствующей мощности на каждой секции 6, 10 кВ. Предусмотреть оснащение ДГР микропроцессорным блоком автоматического регулирования, требования к блоку автоматического регулирования определяются в разделе «Релейная защита и автоматика»).</p>
Автоматизированная система мониторинга и диагностика	<p>Технические решения по АСМД оформить отдельным томом документации.</p> <p>Оснастить автоматизированной системой мониторинга и диагностики (АСМД) силовые трансформаторы напряжением 110 кВ мощность 63 МВА и выше.</p> <p>АСМД должны осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникающих дефектов и прогнозирование их развития.</p> <p>АСМД должна выполнять:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– формирование сигналов предупредительной и аварийной сигнализации по контролируемым параметрам;</li> <li>– самодиагностику собственных программно-технических средств;</li> <li>– формирование архивов долговременного хранения диагностической информации;</li> <li>– формировать заключение о техническом состоянии контролируемого оборудования.</li> </ul> <p>Порядок оснащения и особенности конструктивной подготовки силовых трансформаторов для монтажа датчиков первого уровня АСМД должен соответствовать требованиям СТО «Технические требования по оснащению силовых трансформаторов 35 кВ и выше первичными датчиками контроля автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования», утвержденного распоряжением ПАО «Россети» от 06.10.20 г. №298р.</p> <p>Выбор объема и номенклатуры датчиков первого уровня АСМД, в зависимости от мощности контролируемого оборудования, должны выполняться в соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».</p> <p>Полный перечень контролируемых параметров определяется на</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>этапе проектирования с учётом особенностей конкретного оборудования.</p> <p>Сбор и анализ полученной информации от всех подсистем мониторинга и диагностики оборудования должен проводиться на едином АРМ системы мониторинга и диагностики подстанции. Система мониторинга и диагностики должна передавать в полном объёме в режиме реального времени данные в профильные подразделения филиала и Центральную службу диагностики исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» (ЦСД). На стороне профильных служб филиала и ЦСД информация от АСМД подстанции должна выводиться (быть интегрирована) в единое существующее (при наличии) программное обеспечение (мнемосхему). Объём работ по настройке программного обеспечения со стороны подразделений учесть в пояснительной записке на тома АСМД.</p> <p>Предусмотреть в томе по АСМД необходимость программы приемо-сдаточных испытаний единой АСМД подстанции или на отдельные её компоненты. Программа должна включать проверку передачи и получения данных с удалённых АРМ профильных подразделений.</p>
Электромагнитная совместимость	<p>На ПС должны быть выполнены следующие требования инструкций и методических указаний по ЭМС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО-153-34.21.122-2003, утвержденной приказом Минэнерго России 30.06.2003 №280, Москва, изд-во МЭИ, 2004</li> <li>– «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок» РД 153-34.0-20.525-00, Москва, СПО ОРГРЭС, 2000 г.</li> <li>– «Методические указания по определению электромагнитной обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» СО 34.35.311-2004, утвержденными заместителем правления РАО ЕЭС «России» В.П. Ворониным 03.02.2004 г., Москва, изд-во МЭИ, 2004 г.</li> </ul> <p>Для обеспечения ЭМС необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– выполнить в составе проекта отдельный том по обеспечению ЭМС;</li> <li>– в соответствии с актом обследования электромагнитной обстановки на подстанции выполнить необходимый объем работ по обеспечению ЭМС;</li> <li>– проводить повторную проверку электромагнитной обстановки после завершения работ по обеспечению ЭМС, предписанных актом;</li> <li>– по открытой части ПС кабели вторичной коммутации должны прокладываться в лотках, соответствующих всем требованиям по</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>электромагнитной совместимости (ЭМС);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– в составе тома по ЭМС представить отчёт о выполнении требований инструкций по ЭМС по результатам повторной проверки электромагнитной обстановки и расчёт допустимости протекания по экранам кабелей токов КЗ;</li> <li>– применять микропроцессорные терминалы защит успешно прошедшие испытания на электромагнитную совместимость в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006 «Требования к помехоустойчивости технических средств, установленных на электрических станциях и подстанциях», а также требованиям стандарта МЭС 61850 раздел 3;</li> <li>– в проекте предусматривать финансирование работ по проверке электромагнитной обстановки на подстанции и устранение выявленных недочётов.</li> </ul>
Релейная защита и автоматика (РЗА)	<p>1. Проектирование релейной защиты и автоматики и последующие строительно-монтажные и пусконаладочные работы по РЗА выполнить в соответствии с результатами предпроектного обследования объекта с учётом следующих нормативно-технических документов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем» (РД СТО 34.01-4.1-011-2020);</li> <li>– Распоряжение ОАО «МОЭСК» №203р от 20.03.2014 года «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики»;</li> <li>– Распоряжение ОАО «МОЭСК» №385р от 09.06.2014 года «Об утверждении требований к оформлению схем размещения защит»;</li> <li>– Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 №100 «Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики».</li> </ul> <p>2. Необходимый объем модернизации, реконструкции, замены устройств релейной защиты и автоматики определить проектом.</p> <p>3. Разработать алгоритмы АПВ ЛЭП (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.).</p> <p>4. Технические характеристики существующих ТТ и подключенных к ним устройств РЗА, в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА, ГОСТ Р 58669-2019, ГОСТ Р 71879-2024.</p> <p>5. Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА и ГОСТ Р 71403-2024.</p> <p>6. Предусмотреть установку автономных регистраторов аварийных событий. Требования к автономным РАС, их применению на объектах электроэнергетики, составу, записи и передаче информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС регламентируются положениями п. 168 «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 и ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования».</p> <p>7. Проектирование средств регистрации аварийных событий должно вестись в соответствии с ГОСТ Р 58601-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования.</p> <p>8. Релейную защиту и автоматику ПС 110 кВ Тополь выполнить с использованием микропроцессорных (МП) терминалов, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния.</p> <p>9. При реконструкции необходимо учитывать работы по смежным титулам.</p> <p>10. Проектом должно быть предусмотрено применение специализированных проверочных устройств и программного обеспечения для вновь устанавливаемого комплекса РЗА для проведения испытаний ТТ 6-110 кВ, оборудования сложных и простых защит, переносной АРМ на базе Notebook для проведения плановых проверок</p> <p>11. Предусмотреть поставку ЗИП в количестве 1 устройства РЗА каждого типоразмера.</p> <p>12. Обеспечить привлечение производителя оборудования РЗА на инженерное сопровождение проекта, включающий контроль стадии проектирования, приемку из наладки и один цикл технического обслуживания.</p> <p>13. Предоставить в Московское РДУ не позднее, чем за шесть месяцев до намечаемого ввода объекта, параметры вновь включаемого (реконструируемого) оборудования, согласованную схему размещения устройств РЗА, схему организации каналов связи для функционирования устройств РЗА, рабочую документацию по РЗА и принципиальные проектные схемы</p>



Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>основных и резервных защит оборудования (ЛЭП, шин) напряжения 220кВ в соответствии с пунктом 23 «Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики», утвержденных приказом Министерства энергетики России от 13.02.2019 № 100.</p> <p>14. В состав проектной документации по РЗА должна входить пояснительная записка, включающая проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмы функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, в связи с включением нового оборудования, а также для подтверждения принципов выполнения и уточнения качественного и количественного состава существующих устройств РЗА в прилегающей сети, а также устройств РЗА предусмотренных к установке.</p> <p>15. В состав рабочей документации по РЗА должны входить:</p> <p>15.1. Пояснительная записка, включающая расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, а также бланки уставок, содержащие параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, предусмотренные производителем устройства РЗА, и их значения, выбранные по результатам расчета.</p> <p>15.2. Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии).</p> <p>15.3. 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.</p> <p>15.4. Схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА.</p> <p>15.5. Заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии программного обеспечения для микропроцессорных устройств РЗА.</p> <p>15.6. Схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА.</p> <p>15.7. Схемы организации цепей напряжения устройств РЗА.</p> <p>15.8. Принципиальные схемы управления и автоматики</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>(алгоритмы функционирования) выключателей.</p> <p>15.9. Технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации.</p> <p><b>16. <u>Технические требования по РЗА:</u></b></p> <p>16.1. Силовые трансформаторы 110 кВ:</p> <p>16.1.1. На каждом силовом трансформаторе 110 кВ мощностью 63 МВА должно быть установлены по два комплекта ДЗТ на МПТ. Первый и второй комплекты ДЗТ должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям.</p> <p>16.1.2. Каждый комплект ДЗТ и резервных защит силовых трансформаторов 110 кВ должны иметь свою группу выходных реле.</p> <p>16.1.3. Для газовой защиты силовых трансформаторов 110 кВ использовать газовые реле с двумя сигнальными и двумя отключающими контактами (с техническими характеристиками не хуже реле типа РГТ фирмы «ОРГРЭС», если нет противопоказаний к применению этих реле). В каждой ступени газовой защиты силовых трансформаторов 110 кВ установить устройства контроля изоляции цепей газовой защиты.</p> <p>16.1.4. При наличии у выключателей 110 кВ двух катушек отключения каждый комплект ДЗТ и резервные защиты силовых трансформаторов 110 кВ (при наличии) должны действовать на обе катушки отключения.</p> <p>16.1.5. Для защиты реакторов и ВДТ 10 кВ должно быть установлено по два комплекта дифференциальных токовых защит ошиновки (ДЗО) с действием на обе группы выходных реле трансформаторов, выполненные на МПТ. Комплекты должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям.</p> <p>16.1.6. В составе 1 и 2 комплектов ДЗО 10 кВ выполнить МТЗ вводов 10 кВ.</p> <p>16.1.7. Необходимость установки устройств автоматической разгрузки реакторов и ВДТ 10 кВ определить проектом.</p> <p>16.1.8. Для защиты реакторов и ВДТ 6 кВ должно быть установлено по два комплекта дифференциальных токовых защит ошиновки (ДЗО) с действием на обе группы выходных реле трансформаторов, выполненные на МПТ. Комплекты должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям.</p> <p>16.1.9. В составе 1 и 2 комплектов ДЗО 6 кВ выполнить МТЗ вводов 6 кВ.</p> <p>16.1.10. Необходимость установки устройств автоматической разгрузки реакторов и ВДТ 6 кВ определить проектом.</p> <p>16.1.11. Должно быть установлено устройство автоматики регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>(АРНТ) для каждого силового трансформатора 110 кВ в составе МП терминала.</p> <p>16.1.12. Необходимость установки автоматики разгрузки трансформатора (АРТ) для разгрузки каждого силового трансформатора 110 кВ на МПТ определить проектом и отразить в разделе расчета электрических режимов.</p> <p>16.2. Распределительное устройство 110 кВ:</p> <p>16.2.1. Для защиты секций ОРУ 110 кВ на ПС должно быть установлено ДЗО 110 кВ на МПТ. Количество комплектов определить проектом. Комплекты должны быть независимыми.</p> <p>16.2.2. Для ВЛ 110 кВ Новые Подлипки – Тополь должен быть установлен один комплект резервных защит на МПТ со стороны ПС 110 кВ Тополь.</p> <p>16.2.3. Для ВЛ 110 кВ Новые Подлипки – Тополь с каждой из сторон должно быть установлено по два комплекта основных защит линии на МПТ.</p> <p>16.2.4. Для ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки должно быть установлено по два комплекта ДФЗ на МПТ с обеих сторон.</p> <p>16.2.5. Для ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки должен быть установлен один комплект резервных защит на МПТ со стороны ПС 110 кВ Тополь.</p> <p>16.2.6. На шинах 110 кВ должен быть установлен групповой УРОВ 110 кВ с действием «на себя» в составе МПТ ДЗО 110 кВ.</p> <p>16.2.7. Для управления каждой катушкой отключения каждого выключателя 110 кВ должно быть установлено по одному комплекту автоматики управления выключателями (АУВ) на МПТ. Допускается выполнение АУВ в одном шкафу с резервными защитами ЛЭП 110 кВ, но в разных терминалах.</p> <p>16.3. Распределительное устройство 10 кВ:</p> <p>16.3.1. Предусмотреть оптическую дуговую защиту шин 10 кВ.</p> <p>16.3.2. Оптическая защита шин 10 кВ должна работать при междуфазных КЗ.</p> <p>16.3.3. Для резервирования отказа защит фидеров на каждой секции 10 кВ предусмотреть суммарную токовую защиту от междуфазных КЗ со своим оперативным током на отдельном МПТ.</p> <p>16.3.4. Схему управления выключателями вводов 10 кВ выполнить на МПТ суммарных токовых защит.</p> <p>16.3.5. Для одного СВ 10 кВ должна быть выполнена МТЗ СВ 10 кВ на отдельном МПТ. При наличии двух СВ 10 кВ на втором СВ 10 кВ должен быть выполнен токовый контроль дуговой защиты в трёх фазах.</p> <p>16.3.6. Предусмотреть установку дифференциальной защиты от междуфазных КЗ участка ошиновки между секционными</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>выключателями 10 кВ на отдельном МПТ.</p> <p>16.3.7. Защиту минимального напряжения каждой секции 10 кВ выполнить на отдельном МПТ.</p> <p>16.3.8. На фидерах 10 кВ должны быть выполнены МТЗ, ТО и однократное АПВ на МПТ.</p> <p>16.4. Распределительное устройство 6 кВ:</p> <p>16.4.1. Предусмотреть оптическую дуговую защиту шин 6 кВ.</p> <p>16.4.2. Оптическая защита шин 6 кВ должна работать при междуфазных КЗ.</p> <p>16.4.3. Для резервирования отказа защит фидеров на каждой секции 6 кВ предусмотреть суммарную токовую защиту от междуфазных КЗ со своим оперативным током на отдельном МПТ.</p> <p>16.4.4. Схему управления выключателями вводов 6 кВ выполнить на МПТ суммарных токовых защит.</p> <p>16.4.5. Для одного СВ 6 кВ должна быть выполнена МТЗ СВ 6 кВ на отдельном МПТ. При наличии двух СВ 6 кВ на втором СВ 6 кВ должен быть выполнен токовый контроль дуговой защиты в трёх фазах.</p> <p>16.4.6. Предусмотреть установку дифференциальной защиты от междуфазных КЗ участка ошиновки между секционными выключателями 6 кВ на отдельном МПТ.</p> <p>16.4.7. Защиту минимального напряжения каждой секции 6 кВ выполнить на отдельном МПТ.</p> <p>16.4.8. На фидерах 6 кВ должны быть выполнены МТЗ, ТО и однократное АПВ на МПТ.</p> <p>16.5. Общеподстанционное оборудование.</p> <p>16.5.1. На подстанции должен быть установлен регистратор аварийных событий. КРАП должны быть интегрированы все устройства РЗА по цепям тока и напряжения, должна отображаться информация со всех устройств по срабатыванию, неисправности, положению коммутационных аппаратов. Для устройств РЗА использующих протокол МЭК 61850-9.2 предусмотреть установку «цифрового регистратора аварийных событий».</p> <p>16.5.2. На ПС должна быть установлена панель резервной центральной сигнализации, с разбивкой на участки, образование аварийной, предупредительной и вызывной шинки.</p> <p>16.5.3. Предусмотреть поставку переносного независимого устройства поиска земли на постоянном токе.</p>
Противоаварийная, режимная и сетевая автоматика	<p>1. На основании раздела «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания»:</p> <p>а. определить виды необходимых для установки устройств противоаварийной автоматики (ПА) и сетевой автоматики (СА) на ПС и в прилегающей сети;</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>б. определить объемы управляющих воздействий, а также перечень токоприемников, подключаемых под действие АОПО и АОСН (состав фидеров и возможности их отключения);</p> <p>в. разработать алгоритмы функционирования устройств АОПО, АОСН и АВР;</p> <p>г. разработать принципиальные и функционально-логические схемы устройств АОПО, АОСН и АВР.</p> <p>2. Подтвердить достаточность объемов управляющих воздействий АОПО и АОСН на основании расчетов электроэнергетических режимов для нормальной и ремонтных схем, требующих включения нормально отключенного коммутационного оборудования в прилегающей сети, при характерном максимальном и минимальном потреблении района с учетом этапов и подэтапов реконструкции (сооружения) ПС, на год окончания реконструкции (сооружения) объекта и на Расчетный период.</p> <p>3. Определить настройку и режимы работы устройств автоматического повторного включения (АПВ).</p> <p>4. Выполнить установку комплектов АЧР, позволяющих подключить под действие АЧР предполагаемую нагрузку ПС в полном объеме с учетом задания отдельной группы уставок на каждое присоединение (фидер).</p> <p>5. Выполнить установку устройств автоматики регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой (АРНТ), обеспечивающих уровни напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013.</p> <p>6. Определить тип и количество устройств, уставки ПА и СА (уставки устройств АОПО, АОСН, АВР на основании пп. а), б), в), г) п.1).</p> <p>7. При разработке технических решений по установке устройств ПА и СА:</p> <p>а. определить возможность использования существующих устройств ПА и СА;</p> <p>б. определить списки сигналов, передаваемых к/от устройств ПА и СА из/в РДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ДП Московского РДУ<sup>2</sup>;</p> <p>в. списки передаваемых сигналов, технические решения, обеспечивающие передачу информации между объектами, на которых расположены устройства ПА и СА, и схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем согласовать с подразделениями информационно-технологических систем и связи ПАО «Россети Московский регион» и филиалами ПАО «Россети</p>

<sup>2</sup> При наличии объекта в перечне диспетчеризации

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>Московский регион», на объектах которых проектом предусмотрена установка устройств ПА и СА;</p> <p>г. предусмотреть возможность подключения проектируемых устройств ПА и СА к информационно-аналитическому модулю ПТК оперативно-технологического управления в РДП филиала ПАО «Россети Московский регион» с обеспечением функций мониторинга и управления.</p> <p>8. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Противоаварийная, режимная и сетевая автоматика» на бумажном носителе и в электронном виде в формате .pdf (Adobe Acrobat Reader) с поясняющими рисунками и схемами без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать). Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц.</p>
Организация цифровой системы связи	<p>Проектирование средств связи должно вестись согласно «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.10.248-2017 и Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 г. № 97.</p> <p>1. На ПС 110 кВ Тополь установить оборудование узла доступа технологической сети передачи данных ПАО «Россети Московский регион» в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора. Обеспечить резервируемое присоединение проектируемых коммутаторов к проектируемым маршрутизаторам, а также проектируемого оборудования узла доступа к узлам агрегации технологической сети передачи данных ПАО «Россети Московский регион». Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>2. Организовать каналы связи для передачи команд релейной защиты и автоматики в соответствии со схемой включения защит. В случае принятия решения о применении для защит ЛЭП дифференциальных защит линий (ДЗЛ), плановый или аварийный вывод из работы любого элемента цифровой системы передачи или волоконно-оптической линии связи не должен приводить к отключению двух ДЗЛ одной линии.</p> <p>3. В соответствии с разделом «Противоаварийная и режимная автоматика» проектной документации по данному титулу и ГОСТ Р 55105-2012 для передачи информации, обеспечивающей</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>функционирование противоаварийной автоматики, организовать не менее двух независимых (по географически разнесённым трассам) каналов связи в каждом направлении передачи информации.</p> <p>4. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналы диспетчерской телефонной связи на информационном направлении ПС 110 кВ Тополь – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>5. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналы связи для передачи информации телемеханики на информационном направлении ПС 110 кВ Тополь – ДЦ Московское РДУ.</p> <p>6. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналы связи для передачи технологической информации из АСУ ТП ПС 110 кВ Тополь в АСДУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с требованиями раздела «По автоматизированной системе телеконтроля и управления».</p> <p>Адреса опорных узлов сети сбора и передачи технологической информации согласовать с управлениями эксплуатации ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования.</p> <p>7. Организовать каналы связи для передачи информации автоматизированной системы мониторинга и диагностики высоковольтного оборудования на информационных направлениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ПС 110 кВ Тополь – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион»;</li> <li>– ПС 110 кВ Тополь – центральная служба диагностики Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион».</li> </ul> <p>8. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналы связи для системы учёта электроэнергии АИИС КУЭ на информационном направлении ПС 110 кВ Тополь – сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет».</p> <p>Адрес расположения сервера АИИС КУЭ согласовать с филиалом ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет», службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и управлением развития ИТСиСС Исполнительного</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>аппарата ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования.</p> <p>9. В соответствии с требованиями разделов «Системы технологического видеонаблюдения» и «Охранные мероприятия» организовать каналы связи для передачи информации видеонаблюдения на информационном направлении ПС 110 кВ Тополь – пункт управления системами видеонаблюдения.</p> <p>Адреса пунктов управления системами видеонаблюдения согласовать с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион», управлением эксплуатации ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования.</p> <p>10. При необходимости разработать технические решения по сохранению действующих каналов связи и согласовать их со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями.</p> <p>11. Схему организации связи согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями.</p> <p>12. В случае принятия решения об организации или реконструкции высокочастотных каналов связи, РЗ и ПА необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– на стадии «Проектная документация» представить расчет максимальной частоты для ВЧ каналов и предварительное заключение о наличии свободных участков в рассматриваемом диапазоне частот, в которых обеспечивается работа каналов связи без взаимных помех;</li> <li>– на стадии «Рабочая документация» представить решение о назначении рабочих частот для ВЧ каналов, выпущенное проектным институтом, отвечающим за ведение частотного диапазона в регионе (при необходимости согласованное со смежными энергосистемами).</li> </ul> <p>13. Построить СКС и ЛВС ПС 110 кВ Тополь. Объем сооружения СКС и ЛВС определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>14. На ПС 110 кВ Тополь установить диспетчерский коммутатор. Тип и комплектацию диспетчерского коммутатора определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>15. На ПС 110 кВ Тополь обеспечить звукозапись</p>



Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>диспетчерских переговоров. Тип и комплектацию оборудования звукозаписи диспетчерских переговоров определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>16. На ПС 110 кВ Тополь обеспечить связь оповещения с установкой громкоговорителей, включенных в радиотрансляционную и радиопоисковую сеть подстанции. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>17. Электропитание оборудования комплекса средств связи должно осуществляться от системы гарантированного и бесперебойного электропитания ГОСТ 5237-83 и соответствовать в отношении надежности энергоснабжения – первой категории.</p> <p>Оборудование связи, имеющее возможность электропитания от нескольких источников, должно быть запитано от двух независимых вводов.</p> <p>Оборудование связи оснастить собственной системой бесперебойного электропитания. Емкость аккумуляторных батарей собственной системы бесперебойного электропитания должна обеспечивать питание нагрузки в течение 6 часов.</p> <p>Устройства системы электропитания: выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы (в специальных шкафах) разместить в аппаратной связи, негерметичные аккумуляторы в специальном помещении.</p> <p>Схемы электропитания оборудования связи должны быть разработаны в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления» № 11619ТМ-Т1.</p> <p>Схемы электропитания оборудования связи для каждого объекта, на котором устанавливается оборудование связи, а также тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями.</p> <p>18. Все интерфейсные окончания трибутарных модулей цифровых систем передачи, систем коммутации, ТМиТИ и другого оконечного оборудования должны быть выведены на пассивное кроссовое оборудование для их оперативной коммутации с помощью съемных перемычек или шнуров с возможностью параллельного контроля сигналов, передаваемых по этим цепям.</p> <p>19. Применяемые кабели связи, оборудование, изделия, материалы и программное обеспечение должны быть включены в Единый реестр российской радиоэлектронной продукции (постановление Правительства Российской Федерации</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>от 10.07.2019 г. № 878, <a href="https://gisp.gov.ru/pprf/marketplace/#/">https://gisp.gov.ru/pprf/marketplace/#/</a>) и Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (Федеральный закон от 27.07.2006 г. № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации», постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2015 г. № 1236, <a href="https://reestr.digital.gov.ru">https://reestr.digital.gov.ru</a>). Приобретаемое программное обеспечение должно функционировать на АРМ под управлением операционной системы «Альт рабочая станция» с установленным офисным пакетом «Р7-Офис. Профессиональный» и web-браузером «Яндекс.Браузер». Применяемые кабели связи, оборудование, изделия и материалы должны быть аттестованы в ПАО «Россети» и иметь действующее положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети». Применяемые кабели связи, оборудование, изделия и материалы должны быть включены в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных к применению на объектах ДЗО ПАО «Россети», размещенного на электронном ресурсе общего доступа сайта ПАО «Россети», применяться на сети связи ПАО «Россети Московский регион» и не иметь отрицательного опыта эксплуатации в ПАО «Россети Московский регион». В случаях отсутствия возможности применения аттестованных кабелей связи, оборудования, изделий и материалов необходимо получить положительное решение комиссии ПАО «Россети Московский регион» по допуску оборудования, материалов и систем (КДО) о возможности применения неаттестованных кабелей связи, оборудования, материалов и систем на объектах Общества согласно действующему Регламенту работы КДО ПАО «Россети Московский регион». Комплектацию оборудования связи определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями.</p> <p>20. Оборудование связи на объектах ПАО «Россети Московский регион» должно располагаться в телекоммуникационных шкафах двухстороннего обслуживания.</p> <p>21. Помещения для размещения оборудования связи должны быть оборудованы охранной сигнализацией, а также системами вентиляции и кондиционирования. Для ввода кабелей связи в здания и сооружения выполнить кабельные вводы с учетом допустимых радиусов изгиба кабелей и запасных кабельных каналов (на развитие).</p> <p>22. В смете и спецификации предусмотреть комплект ЗИП для ремонта станционного и линейного оборудования связи. Тип,</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>количество и комплектацию ЗИП согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями.</p> <p>23. Исполнитель, при выполнении работ на оборудовании связи ПАО «Россети Московский регион» должен руководствоваться Регламентом по организации производства работ на оборудовании и линиях связи ПАО «МОЭСК» от 25.10.2010 г.</p> <p>24. При сдаче в эксплуатацию каналов связи необходимо руководствоваться «Инструкцией по проведению измерений и составлению паспортов технической документации на станционные и линейные сооружения волоконно-оптических линий передачи, законченные строительством», введенной приказом ПАО «МОЭСК» № 941 от 17.08.2017 г.</p> <p>25. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Тополь выполнить в виде отдельного тома. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Тополь должен быть согласован со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением эксплуатации ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. Электронную копию проектной документации по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Тополь в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *.dwg (AutoCAD) представить в управление развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>26. По завершению работ по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Тополь представить исполнительную документацию в бумажном виде, а также на электронном носителе в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *.dwg (AutoCAD) в службу СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион».</p>
Автоматизированная система телеконтроля и управления	<p>На ПС 110 кВ Тополь установить систему автоматизации подстанции (АСУТП) по II архитектуре МЭК61850 с созданием шины процесса и шины подстанции. Интегрировать все автоматизированные подсистемы в единую систему автоматизации подстанции. Система автоматизации должна соответствовать требованиям «Методических указаний по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов» с учетом требований Приложения 3, требованиям СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ» и требованиям Положения о Единой технической политике ПАО Россети.</p> <p><b>1. Требования к АСУТП</b></p> <p>1.1. Проектировать АСУ ТП в соответствии с требованиями Стандарта организации ПАО «Россети» СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ».</p> <p>1.2. Согласовать тип, состав оборудования и структурную схему телемеханики на этапе проектирования с управлением развития ИТС и СС исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион». Оборудование АСУ ТП должно быть аттестовано в экспертных организациях, уполномоченных проводить аттестацию для ПАО «Россети» и входить в перечень оборудования, допущенного к применению на объектах ПАО «Россети». На момент начала проектирования запросить в ПАО «Россети Московский регион» наличие смежных титулов и стадию их выполнения, при проектировании учесть ход работ по смежным титулам.</p> <p>1.3. Построить шину подстанции и шину процесса в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE).</p> <p>1.4. Разработать и включить при проектировании цифровой ПС в состав электронной документации ПС файлы электронной конфигурации SSD и SCD (и другие файлы SCL при необходимости) с учетом следующего:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– SSD и SCD файлы должны быть разработаны на базе языка SCL в соответствии с актуальной схемой, определенной в МЭК 61850;</li> <li>– в SSD файле должны быть описаны однолинейная схема ЦПС и логические узлы с привязкой к элементам однолинейной схемы;</li> <li>– в SCD файле должны содержаться описание подстанции (однолинейной схемы), описание коммуникаций между устройствами, описание интеллектуальных электронных устройств и описание шаблонов типов данных.</li> </ul> <p>1.5. Оснастить нецифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов.</p> <p>1.6. Реализовать передачу информации с обособленных автоматизированных подсистем на АРМ подразделений ПАО «Россети Московский регион», занимающихся их эксплуатацией. Направления передачи, протоколы передачи данных и формы отображения информации согласовать с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>регион».</p> <p>1.7. Оборудование АСУТП должно соответствовать «Типовым техническим требованиям к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций».</p> <p>1.8. Оборудование АСУ ТП должно устанавливаться с поддержкой формата протокола МЭК 61850.</p> <p>1.9. Технические средства АСУТП должны соответствовать Методическим указаниям по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов (запросить в управлении развития ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион» до начала проектирования), а также:</p> <p>1.9.1. По климатическим условиям эксплуатации – ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001;</p> <p>1.9.2. По защите от внешних воздействий (электромагнитных, радиопомех, окружающей среды) – СО 34.35.311-2004, МЭК 61000, ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005;</p> <p>1.9.3. По надежности – ГОСТ IEC 60870-4-2011 (классу R1 по безотказности, классу A2 по готовности, классу M3 по ремонтпригодности, классу RT3 по времени ремонта). Максимальное время простоя системы при внесении изменений и проверках работоспособности – не более 2 часов. Класс достоверности данных должен быть I2 (вероятность появления необнаруженных ошибок должно быть менее 10<sup>-10</sup>). Класс точности должен соответствовать A4 (общая погрешность должна быть не более 0,5%);</p> <p>1.9.4. Необходимо избегать полных отказов, отказ одного элемента в любом месте системы не должен вызывать критического отказа (т. е. отказа, который может причинить, вред людям или существенный материальный ущерб);</p> <p>1.9.5. Предусмотреть возможность расширения системы АСУТП по количеству данных до 20%.</p> <p>1.10. Обеспечить ЗИП, необходимый для эксплуатации АСУТП в соответствии с требованиями показателей надежности. Состав ЗИП согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.11. Организовать обучение персонала филиала ПАО «Россети Московский регион» по обслуживанию и эксплуатации системы АСУТП.</p> <p>1.12. По окончании работ выполнить комплексные комиссионные испытания системы АСУТП с привлечением</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>представителей управления эксплуатации ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион», службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.13. В случае необходимости в проекте предусмотреть работы по демонтажу, утилизации или сдаче на склад в ЗИП существующего оборудования телемеханики на ПС. Разработать и согласовать с филиалом, в рабочей документации программу выполнения работ по демонтажу старого оборудования телемеханики, а также монтажу и пуско-наладке нового оборудования.</p> <p>1.14. Проектная документация по телемеханике должна быть исполнена в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009, ГОСТ 21.408-93, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 34.602-2020 и ГОСТ 2.601 «Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы».</p> <p>1.15. Проект по телемеханике выполнить в виде отдельного тома.</p> <p>1.16. Проектную и рабочую документации на этапах согласования предоставлять в электронном виде в управление развития ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион» и службу АСТУ и филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.17. На время работ по монтажу и наладке систем АСУ ТП и телемеханики должна сохраняться передача телеинформации от существующей системы ТМ для нужд оперативно-диспетчерского управления на ДП всех уровней управления.</p> <p>1.18. Организовать удалённый доступ к АСУ ТП ПС удаленных АРМ служб РЗА и АСТУ и ТМ филиалом ПАО «Россети Московский регион». Выполнить комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности организации удаленного доступа. Схему подключения, параметры настроек удаленного доступа, функциональные возможности удаленного АРМ согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p><b>2. Требования по составу оборудования</b></p> <p>2.1. Подсистема телемеханики должна обеспечивать совместную работу с ПТК АСТУ ПАО «Россети Московский регион». Передача телеизмерений, телесигнализация и телеуправление должны осуществляться через контроллеры телемеханики (основной и резервный).</p> <p>2.2. В состав оборудования должен входить резервированный сервер времени для обеспечения единого астрономического времени с поддержкой сигналов GPS/ГЛОНАСС. Точность синхронизации времени должна соответствовать требованиям стандарта МЭК 61850.</p> <p>2.3. Электропитание оборудования АСУТП ПС должно</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>осуществляться через собственную систему бесперебойного питания, обеспечивающую автономную работу подключаемого оборудования в течение не менее 4 часов. Предусмотреть подключение системы бесперебойного питания телемеханики ПС к независимым секциям ЩСН и к подстанционной системе постоянного тока. В проекте привести расчет потребляемой мощности и необходимой емкости АКБ.</p> <p><b>3. Прием и передача информации (включая оперативную)</b></p> <p>3.1. Выполнить комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности организации удаленного доступа. Схему подключения, параметры настроек удаленного доступа, функциональные возможности удаленного АРМ согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>3.2. Телесигнализация и телеизмерения:</p> <p>3.2.1. Для оперативного контроля состояния и режимов работы обеспечить передачу от ПС до узла доступа на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ЦУС ПАО «Россети Московский регион» следующего объема телеинформации:</p> <p><b>Телесигнализация:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– положения всех коммутационных аппаратов и РПН (при наличии технической возможности);</li> <li>– перегрев силовых трансформаторов;</li> <li>– сигналы срабатывания устройств РЗА;</li> <li>– дополнительные сигналы определить в процессе проектирования.</li> </ul> <p>Телеуправление всеми коммутационными аппаратами, ЗН, ЛР и РПН.</p> <p><b>Телеизмерения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– активной, реактивной мощности и токов в ЛЭП, высоковольтных выключателях, включая вводные, секционные и шиносоединительные, во всех обмотках силовых трансформаторов;</li> <li>– напряжения на шинах и секциях;</li> <li>– частота на секциях и шинах высшего напряжения;</li> <li>– напряжение на оперативной АБ и секциях ЩПТ;</li> <li>– температура наружного воздуха.</li> </ul> <p>Объем телеинформации уточнить во время предпроектного обследования и, включая адресную часть, согласовать со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион», Управлением эксплуатации ИТС и СС и Управлением развития ИТС и СС Исполнительного Аппарата ПАО «Россети Московский регион». В проекте предусмотреть работы по отображению телеинформации в ПТК и её выводу на диспетчерский щит ДП ПАО «Россети Московский регион». Чертежи и схемы по выводу</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>телеинформации в ОИКах и её отображению на диспетчерских щитах согласовать со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион», Управлением эксплуатации ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион» и Управлением развития ИТС и СС Исполнительного Аппарата ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>3.3. Организовать дистанционное управление из ДП ПАО «Россети Московский регион» всеми коммутационными аппаратами ПС (включая Р и ЗН).</p> <p>3.4. На основе полученных в Московском РДУ технических условий на организацию передачи телеметрической информации от ПС 110 кВ Тополь до ДЦ Московского РДУ обеспечить передачу от ПС 110 кВ Тополь до ДЦ Московского РДУ телеинформации в соответствии с требованиями Приложения 4 к Соглашению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «МОЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России. Технические условия на подключение каналов передачи телеинформации с указанием способа передачи данных запросить в Московском РДУ.</p> <p>3.5. На этапе проектирования разработать перечни телеинформации для передачи на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ДЦ Московского РДУ. Перечни, включая адресную часть, согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ.</p> <p>3.6. Требования к обмену информацией:</p> <p>3.6.1. В тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5S, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5S.</p> <p>3.6.2. Телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени.</p> <p>3.6.3. Для телеинформации, передаваемой непрерывно, цикл передачи не должен превышать 3 секунд. Для телеинформации, передаваемой по отклонению измеряемых величин, время передачи не должно превышать 3 секунд.</p> <p>3.6.4. Время передачи телесигнализации не должно превышать 3 секунды.</p> <p>3.6.5. Основной протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу МЭК 61850. Резервный протокол передачи телеинформации для организации обмена информацией с ПТК, не поддерживающей МЭК 61850 – МЭК 60870-104. При сопряжении с FEP-процессором ПТК АСТУ ПАО «Россети Московский регион» следует руководствоваться «Методическими указаниями по сопряжению и передаче телеинформации» - получить в ПАО «Россети Московский регион». Технические</p>



Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>условия на подключение к «СК.Проху Московского РДУ» запросить в Московском РДУ через ПАО «Россети Московский регион». Настройки протоколов передачи телеинформации согласовать с Московским РДУ и ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>3.6.6. IP-адреса для связи телемеханики с верхними уровнями получить в управлении эксплуатации ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>3.6.7. Согласовать с профильными подразделениями ПАО «Россети Московский регион» объемы передачи, направления передачи, протоколы передачи данных и формы отображения информации смежных автоматизированных систем, интегрируемых в АСУТП ПС.</p> <p><b>4. Разработка документации для согласования проекта с АО «СО ЕЭС».</b></p> <p>4.1. Разработать и согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ схемы организации каналов передачи телеинформации, логическую схему передачи телеинформации и матрицу распределения информационных потоков.</p> <p>4.2. Проектную документацию согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ.</p> <p>4.3. Разработать программу-методику комплексных испытаний системы автоматизации согласовать её с Московским РДУ и ПАО «Россети Московский регион».</p>
Учет электроэнергии	<p><b>1. Требования к проектированию.</b></p> <p>1.1. Разработка и проектирование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Тополь должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов, требований НП «Совет рынка» (Приложение 11.1).</p> <p>1.2. Разработке проектной документации на АИИС КУЭ ПС 110 кВ Тополь должно предшествовать проведение ППО ПС:</p> <p>1.2.1. До проведения ППО необходимо собрать техническую документацию (копии документов должны быть получены в соответствующем электросетевом филиале ПАО «Россети Московский регион», филиале «Энергоучет» или оформлены до начала проведения ППО сетевой организацией), в соответствии с п.4.3. распоряжения ПАО «Россети» №355 от 20.07.2015г.</p> <p>1.2.2. Отчет ППО должен быть утверждён в ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.2.3. Отчет ППО должен содержать:</p> <p>1.2.3.1. перечень существующих точек учета с указанием состава измерительных комплексов:</p> <p>1.2.3.1.1. однолинейная схема подстанции с указанием</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>расположения измерительных комплексов, в т.ч. на уровне напряжения 0,4/0,23 кВ.</p> <p>1.2.3.1.2. перечень оборудования на подстанции, используемого для учета.</p> <p>1.2.3.1.3. наличие на подстанции приборов учёта, принадлежащих ПАО «Россети Московский регион», потребителю.</p> <p>1.2.3.2. перечень измерительных комплексов не соответствующих требованиям НТД по следующим критериям:</p> <p>1.2.3.2.1. несоответствие класса точности ТТ, ТН, счетчиков действующим НТД (подтверждает организацией проводящей ППО).</p> <p>1.2.3.2.2. несоответствие нагрузок на ТТ по току (согласно требованиям п. 1.5.17 ПУЭ, ГОСТ 7746-2015) (для ИИК с не подлежащими замене измерительным ТТ).</p> <p>1.2.3.2.3. наличие совмещенных вторичных цепей учета с цепями измерений и РЗА (для ИИК с не подлежащими замене измерительным ТТ, ТН).</p> <p>1.2.3.2.4. несоответствие нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов (для ИИК с ТТ, ТН, не подлежащими замене).</p> <p>1.2.3.2.5. несоответствие падений напряжения в цепях учета (для ИИК с ТН, не подлежащими замене).</p> <p>1.2.3.2.6. несоответствие срока службы (для ИИК с ТТ, ТН, не подлежащими замене).</p> <p>1.2.4. Отчет ППО должен быть согласован с «Энергоучет» – филиалом ПАО «Россети Московский регион» в части перечня точек учета, наличия и состояния, балансовой принадлежности приборов учета.</p> <p>1.3. До выполнения строительно-монтажных работ необходимо разработать дополнение к проектной документации на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Тополь.</p> <p>Проект выполнить отдельным томом, электронную копию представить в «Энергоучёт» - филиал ПАО «Россети Московский регион» и ДМиККЭ ИА ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.4. Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены/модернизированы на ПС 110 кВ Тополь:</p> <p>1.4.1. В РУ-110 кВ на вновь устанавливаемых/реконструируемых присоединениях, в случае замены измерительных трансформаторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– линейных,</li> <li>– вводах трансформаторов,</li> <li>– ремонтной перемычке (при наличии),</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>– обходном выключателе (при наличии).</p> <p>1.4.2. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых/реконструируемых присоединениях, в случае замены измерительных трансформаторов:</p> <p>– вводах трансформаторов;</p> <p>1.4.3. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых/реконструируемых присоединениях, в случае замены измерительных трансформаторов:</p> <p>– отходящих линий;</p> <p>– присоединениях ДГК (при наличии).</p> <p>1.4.4. В РУ-6 кВ на вновь устанавливаемых/реконструируемых присоединениях, в случае замены измерительных трансформаторов:</p> <p>– вводах трансформаторов;</p> <p>1.4.5. В РУ-6 кВ на вновь устанавливаемых/реконструируемых присоединениях, в случае замены измерительных трансформаторов:</p> <p>– отходящих линий;</p> <p>– присоединениях ДГК (при наличии).</p> <p>1.4.6. ЩСН-0,4 кВ (Собственные нужды ПС) – на вновь устанавливаемых/реконструируемых присоединениях, в случае замены измерительных трансформаторов:</p> <p>– присоединениях ТСН/ДГУ, в т.ч. резервного ТСН (при наличии),</p> <p>– присоединений хознужд (при наличии).</p> <p>1.5. В качестве приборов учета для реконструируемых/вновь вводимых присоединений, указанных в п. 1.4.1, 1.4.2, 1.4.4 использовать цифровые многофункциональные счетчики электроэнергии, класса точности не ниже 0,2S/0,5, принимающие входные потоки данных о напряжении и силе переменного тока (мгновенных значений по МЭК 61850-9-2). Для присоединений, указанных в п. 1.4.3, 1.4.5, 1.4.6 использовать статические интервальные счетчики электроэнергии, класса точности не ниже 0,2S/0,5. Применяемые приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2024.</p> <p>1.6. Для ПС 110 кВ Тополь использовать УСПД соответствующее требованиям СТО 34.01-5.1-010-2021. Схему сбора и передачи данных по учету электроэнергии, применяемое оборудование в случае построения шины процесса и шины подстанции в соответствии с МЭК 61850-9-2 и применения цифровых многофункциональных счетчиков электроэнергии с использованием МЭК 61850-9-2 (SV) определить проектом.</p> <p>Количество узлов учета электроэнергии в АИИС КУЭ ПС 110 кВ Тополь должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом.</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>Конкретные типы и модификации счетчиков и УСПД согласовать с «Энергоучёт» – филиалом ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.7. Предусмотреть этапность/последовательность выполнения работ по модернизации системы АИИС КУЭ, согласно этапам/последовательности выполнения реконструкции ПС.</p> <p>1.8. Все средства измерений должны иметь действующие сертификаты об утверждении типа средств измерений, выданные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (с информацией о занесении СИ в Госреестр СИ РФ). Выполнение измерений должно осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками.</p> <p>1.9. Проектная и эксплуатационная документация должна выполняться в соответствии с требованиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Единой системы конструкторской документации ЕСКД;</li> <li>– ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 34.602-2020, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.603-92 - Комплекс стандартов на автоматизированные системы;</li> <li>– ГОСТ 24.104-85, ГОСТ 24.701-86 – Система технической документации;</li> <li>– ГОСТ 19.101-77, ГОСТ 19.201-78 – Единая система программной документации.</li> </ul> <p>Проектные и эксплуатационные документы должны быть согласованы в электросетевом филиале, филиале ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучёт» и утверждены в ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>1.10. На этапе проектирования измерительных комплексов, расчеты и выбор компонентов должен соответствовать требованиям ПУЭ (1.5), типовых инструкций СО 153- 34.09.101-94, СО 34.11.321-96, СО 34.11.114-95, СО 34.11.209-99, МЭК 61850-9-2.</p> <p>1.11. Для измерительных каналов необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– на присоединениях РУ-110, 10, 6 кВ, указанных в п.1.4.1, 1.4.2 1.4.4 раздела «Учет электроэнергии», установить измерительные трансформаторы тока и напряжения (в трех фазах) с отдельными используемыми для учета вторичными обмотками (кернами) и/или цифровыми выходами класса точности 0,2S и 0,2 соответственно; при использовании измерительных ТТ и ТН с аналоговыми выходами рассмотреть возможность применения устройств, осуществляющих аналого-цифровое преобразование измерений (АЦП);</li> <li>– на присоединениях РУ-10, 6 кВ, указанных в п.1.4.3, 1.4.5 раздела «Учет электроэнергии», установить измерительные трансформаторы тока в трех фазах с отдельной вторичной обмоткой для цепей учета с классом точности не ниже 0,2S;</li> <li>– на присоединениях 0,4 кВ (присоединения ТСН), указанных</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>в п.1.4.6 раздела «Учет электроэнергии», установить отдельные измерительные трансформаторы тока в трех фазах для учета с классом точности не ниже 0,2S;</p> <p>– для всех измерительных каналов применять измерительные трансформаторы, приборы учета, соответствующие ГОСТ 7746-2015, ГОСТ 1983-2015, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, требований Типового стандарта «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети», ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010, ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010, СТО 34.01-5.1-009-2021, МЭК 61850, в частности МЭК 61850-9-2 (SV);</p> <p>– средства измерений, поставляемые для оснащения подстанции, входящие в состав измерительных комплексов, должны иметь на момент ввода в эксплуатацию действующие оттиски клейм о поверке или свидетельства о поверке (Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815).</p> <p>1.12. В проекте предусмотреть основной и резервные каналы передачи данных между УСПД на ПС 110 кВ Тополь и сервером АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион». Подключение каналов связи к УСПД осуществить по интерфейсу Ethernet.</p> <p>Произвести параметрирование УСПД ПС и сервера АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с объемами выполняемых работ по этапам реконструкции ПС.</p> <p>Провести работы по полной интеграции счетчиков электроэнергии и УСПД ПС в существующий ИВК верхнего уровня системы учета электроэнергии ПАО «Россети Московский регион» (ПО «АльфаЦЕНТР»). Возможность интеграции счетчиков и УСПД с ИВК ВУ должна быть подтверждена протоколом совместных предварительных испытаний.</p> <p>При этом ИВКЭ должен обеспечивать предоставление доступа ИВК к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений, в том числе параметры электрической сети.</p> <p>1.13. Аппаратная часть ИК должна быть защищена от воздействия электромагнитных полей и механических повреждений.</p> <p>1.14. Все компоненты ИК должны иметь возможность функционировать в существующем электромагнитном окружении, не влияя на это окружение недопустимым образом. При этом ко всем компонентам системы должны предъявляться требования действующих нормативных, отраслевых директивных и методических документов в части электромагнитной совместимости (ЭМС).</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>1.15. Средства коммерческого учета и данные коммерческого учета об энергопотреблении на всех уровнях должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений.</p> <p>1.16. Необходимо обеспечить резервирование питания технических средств коммерческого учета электроэнергии, устанавливаемых на подстанции (предусмотреть в проектной документации шинки/клеммы резервного питания счетчиков, шкаф АВР для резервного питания счетчиков и питания шкафа УСПД). Необходимо обеспечить подключение к источнику бесперебойного питания технических средств коммерческого учета электроэнергии уровня ИВКЭ, устанавливаемых на подстанции.</p> <p>1.17. В проекте отдельным разделом выполнить расчет численности персонала выполняющего техническое обслуживание АИИС КУЭ ПС 110 кВ Тополь в ч/час/год.</p> <p><b>2. Требования к монтажу.</b></p> <p>2.1. Строительно-монтажные и пуско-наладочные работы выполнить организацией, отвечающей требованиям установленным законодательством Российской Федерации для выполнения данного вида работ, в соответствии с согласованной проектной документацией.</p> <p>2.2. Счетчики должны устанавливаться на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию (ПУЭ, п.1.5.29.).</p> <p>2.2.1. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.4.1 раздела «Учет электроэнергии», установить в отдельных панелях/шкафах учета.</p> <p>2.2.2. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.4.2-1.4.6, раздела «Учет электроэнергии», установить на дверях ячеек.</p> <p>2.3. Предусмотреть резервирование ТН, используемых для учета.</p> <p>2.4. Информационные цепи выполнять контрольным экранированным кабелем с необходимым количеством жил; прокладку информационных цепей на территории ПС выполнять морозоустойчивым кабелем в бронеоболочке; исключить совместную прокладку информационных и силовых кабелей.</p> <p>В случае применения измерительных ТТ, ТН с отдельным аналоговым выходом для учета:</p> <p>2.5. Производить подключение электросчетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения отдельным кабелем.</p> <p>2.6. Вывести вторичные измерительные цепи тока и напряжения на специальные испытательные блоки, (испытательные коробки), установленные в непосредственной близости от электросчетчиков</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>и обеспечить возможность их пломбировки.</p> <p>2.7. При проведении работ по установке ИК на ПС, вторичные измерительные цепи от измерительных трансформаторов до счетчиков между панелями, шкафами, на территории ПС выполнять контрольным экранированным кабелем с резервной жилой; прокладку цепей напряжения присоединений 110 кВ на территории ПС выполнять кабелем в броневой оболочке; допускается выполнять вторичные цепи напряжения присоединений 10, 6 кВ неэкранированным кабелем (проводом), при прохождении цепей только внутри релейных отсеков и соблюдении требований о предотвращении несанкционированного доступа к цепям учета.</p> <p>2.8. При наличии догрузочных резисторов в токовых цепях учета установить дополнительные обводные коробки испытательные типа КИ-10 (или аналогичные) или установить дополнительные пломбируемые измерительные клеммы с размыкателями и короткозамыкателями, обеспечивающие возможность их выкорачивания.</p> <p>2.9. Предусмотреть автоматические выключатели в цепях напряжения, используемых для учета; предусмотреть испытательные блоки в цепях ТН, используемых для учета.</p> <p>2.10. Трансформаторы тока в ячейках КРУ, ЩСН должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности: от 1 ВА до S<sub>ном</sub>.</p> <p><b>3. Требования к вводу АИИС КУЭ в эксплуатацию</b></p> <p>3.1. После завершения проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ для ввода АИИС КУЭ в опытную и промышленную эксплуатацию создается рабочая комиссия. В состав рабочей комиссии должны входить представители ПАО «Россети Московский регион», электросетевого филиала, филиала «Энергоучёт», подрядной организации.</p> <p>3.2. Ввод в опытную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС</p> <p>3.2.1. Рабочей комиссии должны быть представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета;</li> <li>– утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС,</li> <li>– рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»;</li> <li>– паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета;</li> <li>– действующие свидетельства о поверке на все заменяемые/вновь установленные средства измерений или оттиски поверительного клейма в паспорте/формуляре с подтверждением</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений,</li> <li>- паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94,</li> <li>- структура базы данных (существующая),</li> <li>- акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС,</li> <li>- акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ,</li> <li>- иные сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-2013, ГОСТ 2.601-2019) и программному обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также разработанные подрядной организации эксплуатационные документы,</li> <li>- протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ,</li> <li>- программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021.</li> </ul> <p>3.2.2. Решение о вводе АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию принимается рабочей комиссией и оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию.</p> <p>3.3. Ввод в промышленную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС:</p> <p>3.3.1. Рабочей комиссии должны быть представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета;</li> <li>- утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС,</li> <li>- рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»;</li> <li>- паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета;</li> <li>- действующие свидетельства о поверке на все заменяемые/вновь установленные средства измерений или оттиски поверительного клейма в паспорте/формуляре с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений,</li> <li>- сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений,</li> <li>- паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94.</li> <li>- структура базы данных (существующая),</li> <li>- акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС,</li> <li>- акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ</li> <li>- сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-2013, ГОСТ 2.601-2019) и программному</li> </ul>



Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также разработанные подрядной организации эксплуатационные документы;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021.</li> <li>– протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ.</li> <li>– акт завершения опытной эксплуатации,</li> <li>– протокол соответствия АИИС КУЭ ПС утвержденному Техническому заданию,</li> <li>– акт о составлении баланса электроэнергии по ПС за 1 календарный месяц, в период опытной эксплуатации (небаланс не должен превышать нормативных значений, указанных в требованиях НТД).</li> </ul> <p>3.3.2. Решение комиссии оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в промышленную эксплуатацию с указанием возможности или невозможности ввести АИИС КУЭ ПС в промышленную эксплуатацию.</p>
Метрологическое обеспечение	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проект «Метрологическое обеспечение» выполнить отдельным томом.</li> <li>2. Каналы связи на момент ввода в эксплуатацию должны соответствовать, в части метрологических характеристик, Постановлению Правительства Российской Федерации от 16.11.2020г №1847, пп. 7.2.1., 7.3., 7.4., 7.5., 7.6. перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.</li> <li>3. Метрологические характеристики каналов связи должны быть определены в соответствии с утвержденными методиками (методами) измерений. В проектной документации указать ссылки на методики (методы) измерений в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин".</li> <li>4. В протоколах измерений метрологических характеристик каналов связи указать типы, заводские номера, номера свидетельств о поверке, дату поверки, дату следующей поверке применяемых средств измерений. Применение не поверенных средств измерений не допускается.</li> <li>5. Проект выполнить в составе: <ol style="list-style-type: none"> <li>5.1. Автоматизированная информационно-измерительная система АИИС КУЭ;</li> <li>5.2. Автоматизированная система управления технологическим процессом АСУ ТП;</li> <li>5.3. Релейная защита и автоматика РЗА, в том числе КРАП, РАС, АЧР;</li> <li>5.4. Система обеспечения единого времени СОЕВ;</li> <li>5.5. Автоматизированная система мониторинга и диагностики АСМД;</li> <li>5.6. Каналы связи;</li> </ol> </li> </ol>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>5.7. Средства измерений не электрических величин.</p> <p>6. В проекте указать:</p> <p>6.1. Типы, метрологические характеристики применяемых средств измерений;</p> <p>6.2. Методики (методы) измерений (допускается указание ссылок на утвержденную методику (метод) измерений в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин");</p> <p>6.3. Нормативные документы содержащих требования к выполнению измерений и средствам измерений;</p> <p>6.4. Номера действующих Свидетельств об утверждении типа средств измерений и номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, на все используемые средства измерений;</p> <p>6.5. Перечни информационно-измерительных каналов с расчетом погрешности ИИК;</p> <p>6.6. Проверку нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ и ТН;</p> <p>6.7. Перечень измеряемых на объекте параметров и точек (мест) измерений, диапазоны изменений измеряемых параметров и перечня влияющих на результат измерения внешних величин;</p> <p>6.8. Отнесение измеряемого параметра к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений;</p> <p>6.9. Требования к нормам точности измерения параметров;</p> <p>6.10. Необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС;</p> <p>6.11. Основные требования по выбору СИ;</p> <p>6.12. Основные требования к метрологическому обеспечению СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация).</p> <p>7. Средства измерений, в том числе сигнализаторы плотности элегаза, плотномеры, устройство регистрации частичных разрядов, измерительные датчики тока, напряжения, температуры и других физических величин, применяемые для мониторинга, контроля и наблюдения за технологическими параметрами (в устройствах: контроля высоковольтных вводов трансформаторного оборудования, мониторинга состояния высоковольтных выключателей, управления и мониторинга элегазовой ячейки, контроля допустимых перегрузок трансформаторного оборудования, управления и мониторинга трансформаторного оборудования, диагностики и мониторинга высоковольтных кабельных линий и КРУЭ и т.д) должны иметь:</p> <p>7.1. на момент согласования проектной документации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения																			
	<p>информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин");</p> <p>7.2. на момент ввода в эксплуатацию:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология");</li><li>– положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети».</li></ul> <p>8. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов Российской Федерации и ПАО «Россети».</p> <p>9. Для новых присоединений, а так же для присоединений оснащенных аналоговыми щитовыми измерительными приборами, предусмотреть в проектном решении цифровые щитовые измерительные приборы класса точности не хуже 0,5.</p> <p>10. Щитовые измерительные приборы всех присоединений подключать к обмоткам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 по аналоговому выходу ТТ и ТН.</p> <p>11. При размещении цифровых щитовых приборов обеспечить возможность безопасного подключения калибровочного оборудования при проведении периодической калибровки в процессе эксплуатации СИ.</p> <p>12. Автоматизированная система мониторинга и диагностики на момент ввода в эксплуатацию должна иметь действующие:</p> <p>12.1. на момент согласования проектной документации:</p> <p>Свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин");</p> <p>12.2. на момент ввода в эксплуатацию:</p> <p>Свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология");</p> <p>12.3. положительное заключения аттестационной комиссии ПАО "Россети".</p> <p>13. Требования к измерениям:</p>																			
	<table><tr><th rowspan="2">№ пп</th><th rowspan="2">Место выполнения измерений</th><th colspan="5">Измеряемые величины**</th></tr><tr><th>То к, А</th><th>Напряже ние, В (кВ)</th><th>Мощно сть активн ая, Вт (кВт.</th><th>Мощно сть реактив ная, Вар</th><th>Част ота, Гц</th></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>	№ пп	Место выполнения измерений	Измеряемые величины**					То к, А	Напряже ние, В (кВ)	Мощно сть активн ая, Вт (кВт.	Мощно сть реактив ная, Вар	Част ота, Гц							
№ пп	Место выполнения измерений			Измеряемые величины**																
		То к, А	Напряже ние, В (кВ)	Мощно сть активн ая, Вт (кВт.	Мощно сть реактив ная, Вар	Част ота, Гц														



Наименование мероприятия	Технологические решения
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– не имеют отрицательного опыта эксплуатации на энергообъектах ДЗО ПАО «Россети»;</li> <li>– цвет индикаторов цифровых щитовых электроизмерительных приборов необходимо на стадии проектирования согласовать с филиалом;</li> <li>– высота знака не менее 20 мм;</li> <li>– приборы должны реализовывать функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемых величин. Выход измеряемой величины за установленные значения должен индикароваться световой индикацией на лицевой панели. Значения контролируемых величин должны устанавливаться в условиях эксплуатации кнопками, установленными на передней панели;</li> <li>– входное сопротивление цепи измерения тока не более 20 МОм;</li> <li>– входное сопротивление цепи измерения напряжения не менее 1 МОм;</li> </ul> <p>15. Демонтированные щитовые электроизмерительные приборы представить в службу метрологии филиала.</p>
Качество электроэнергии	<p><b>1. Общие требования</b></p> <p>1.1. Тип прибора согласовать с Дирекцией метрологии и контроля качества электроэнергии на этапе проектирования.</p> <p>1.2. В качестве приборов учета с функцией контроля качества электрической энергии на секции шин 6-10 кВ подстанции использовать «Віном 335» или аналогичные.</p> <p>1.3. Приборы должны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– соответствовать классу А по ГОСТ 30804.4.30-2013 «Методы измерений показателей качества электроэнергии»;</li> <li>– обеспечивать измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;</li> <li>– обеспечивать формирование протоколов качества электрической энергии в соответствии с действующими стандартами нормативной документации;</li> <li>– соответствовать требованиям МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV).</li> </ul> <p><b>2. Установка приборов</b></p> <p>2.1. Для обеспечения непрерывности измерений предусмотреть резервирование питания приборов контроля качества электроэнергии, устанавливаемых на подстанции, или подключение к источнику бесперебойного питания.</p> <p>2.2. Предусмотреть резервирование информационных цепей ТН, используемых для контроля качества электроэнергии.</p> <p>2.3. Для решения задач по компоновке и расположению приборов контроля качества электрической энергии и</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>сопутствующего оборудования рекомендуется использовать типовые шкафы системы контроля качества электроэнергии. Приборы контроля качества электрической энергии должны устанавливаться на панелях, щитах, имеющих жесткую конструкцию.</p> <p>2.4. Средства измерений (СИ) показателей качества электрической энергии должны быть внесены в Государственный реестр СИ, иметь сертификат об утверждении типа, действующие на момент ввода в эксплуатацию оттиски поверительных клейм или свидетельства о поверке (ст. 9 ФЗ РФ от 26.06.2008 г. №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», п. 1.7 ПР 50.2.006-94 «Порядок проведения поверки средств измерений»). В случае отсутствия действующих оттисков поверительных клейм или свидетельств о поверке провести метрологическое обеспечение средств измерений.</p> <p><b>3. Передача данных</b></p> <p>3.1. Предусмотреть передачу данных с приборов контроля качества электрической энергии на АРМ ККЭ с установленным на нем программным обеспечением, позволяющим выводить на печать протоколы измерений качества электрической энергии.</p> <p>3.2. Организовать удаленный доступ из отдела (сектора) контроля качества электроэнергии филиала ПАО «Россети Московский регион» – Северные электрические сети через АСУ ТП к приборам контроля качества электроэнергии для получения информации. На компьютере АРМ в отделе контроля качества электроэнергии должно быть установлено программное обеспечение соответствующее установленному типу приборов.</p> <p><b>4. Требования к разработке проекта</b></p> <p>4.1. Проект «Качество электроэнергии» должен быть выполнен специализированной организацией, имеющей соответствующие лицензии, отдельным томом. Электронную копию проектной документации с разделом «Качество электрической энергии» представить в Дирекцию метрологии и контроля качества электроэнергии ПАО «Россети Московский регион». Проект должен быть согласован в филиале ПАО «Россети Московский регион» – Северные электрические сети и утвержден в ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>4.2. Проект должен содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Схему электрическую однолинейную с указанием точек контроля качества электрической энергии;</li> <li>– Структурную схему построения системы контроля качества электрической энергии;</li> <li>– Электрическую схему подключений СИ ПКЭ к ТТ и ТН;</li> <li>– Схему электрическую принципиальную питания системы контроля качества электрической энергии;</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>– Схему электрическую принципиальную периферийного оборудования;</p> <p>– План, показывающий месторасположение шкафа контроля качества электроэнергии и электрических проводок, кабелей связи;</p> <p>– Чертеж, изображающий внешний вид шкафа контроля качества электроэнергии.</p> <p><b>5. Требования к сдаче в эксплуатацию</b></p> <p>5.1. По окончании работ передать в филиал ПАО «Россети Московский регион» – Северные электрические сети рабочую и эксплуатационную документацию на комплекс контроля качества электрической энергии и комплект документов на приборы контроля качества электроэнергии с отметками или свидетельствами о поверке.</p> <p>5.2. С целью подтверждения выполненных работ представить в Дирекцию метрологии и контроля качества электроэнергии ПАО «Россети Московский регион» протоколы измерений показателей качества электрической энергии по всем точкам контроля подстанции, оформленные в соответствии с действующими стандартами с рабочих мест отдела (сектора) контроля качества электроэнергии соответствующего филиала ПАО «Россети Московский регион».</p>
Охранные мероприятия	<p>В соответствии с требованиями приказа ПАО «Россети» от 11.10.2024 № 463 «Об утверждении Требований обеспечения антитеррористической защищенности объектов ПАО «Россети» и его дочерних обществ, которым не присвоена категория опасности, либо объектов, не подлежащих категорированию» и распоряжения ПАО «ФСК – Россети» от 13.05.2024 № 254р «Об утверждении Альбома типовых технических решений инженерно-технических средств охраны на подстанциях ПАО «Россети» объект должен быть оснащен инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО) в составе:</p> <p>1. Инженерно-технические средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– инженерные заграждения (включая верхнее и нижнее дополнительные ограждения);</li> <li>– инженерные средства и сооружения;</li> <li>– въездные ворота и противотаранные заграждения;</li> <li>– контрольно-пропускные пункты (КПП) (при наличии постов охраны).</li> </ul> <p>2. Комплекс технических средств охраны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– система сбора и обработки информации (ССОИ);</li> <li>– система охранная телевизионная (СОТ);</li> <li>– система контроля и управления доступом (СКУД);</li> <li>– система охранной периметральной сигнализации (СОПС);</li> <li>– система охранной сигнализации (СОС);</li> <li>– система тревожной сигнализации (СТС);</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– система охранного освещения (СОО);</li> <li>– система оповещения внутриобъектовая (СО);</li> <li>– система оперативной связи (СОЗ);</li> <li>– система электропитания (СЭ).</li> </ul> <p>3. Инженерные и технические средства противодействия беспилотным аппаратам.</p> <p>ИТСО должны поддерживать сопряжение друг с другом и представлять единую комплексную систему безопасности объекта, с передачей сигналов на диспетчерский пункт филиала или в инженерно-технический центр управления безопасностью.</p> <p>В целях обеспечения управления безопасностью и антитеррористической защищенностью объектов ПАО «Россети Московский регион» в единой системе ситуационно-аналитического управления, а также интеграции существующих и создаваемых систем управления безопасностью в ЦУБ ПАО «Россети Московский регион», рекомендуется использование систем безопасности на базе ISS или ITV. При выборе оборудования учитывать совместимость поддержки протокола ONVIF, а также программного интерфейса интеграции приложений API.</p>
Информационная безопасность	<p>Применяется в случае модернизации, реконструкции или создания системы АСУ ТП (ТМ), СДТУ, МП РЗА, АСМД и дистанционного управления КА.</p> <p><b>1. Состав представляемых на рассмотрение материалов проектирования:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ угроз безопасности информации и разработку модели угроз безопасности информации или ее уточнение (при ее наличии);</li> <li>– категории значимости объекта информационной инфраструктуры;</li> <li>– решения по организационным и техническим мерам обеспечения информационной безопасности объектов информационной инфраструктуры;</li> <li>– требования к применяемым программным и программно-аппаратным средствам, в том числе средствам защиты информации;</li> <li>– требования к защите средств и систем, обеспечивающих функционирование объекта информационной инфраструктуры (обеспечивающей инфраструктуре);</li> <li>– требования к информационному взаимодействию значимого объекта с иными объектами критической информационной инфраструктуры, а также иными информационными системами, автоматизированными системами управления или информационно-телекоммуникационными сетями.</li> </ul> <p><b>2. Требования к предоставляемым материалам в части</b></p>



Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p><b>подсистемы Информационной безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Руководящие указания по установке и настройке средств защиты информации, настройке программных и программно-аппаратных средств безопасности объектов информационной инфраструктуры;</li> <li>– Руководящие указания по риск-ориентированному управлению объектами информационной инфраструктуры (ИТТ активами), организации в рамках процесса эксплуатации установки критических обновлений программного обеспечения для объектов;</li> <li>– Руководящие указания по конфигурации параметров программных и программно-аппаратных средств информационно-телекоммуникационной сети для обеспечения безопасности объектов информационной инфраструктуры, в том числе по обеспечению безопасного удаленного мониторинга объектов информационной инфраструктуры Цифровой сети, организации удаленного доступа в информационно-телекоммуникационную сеть субъекта электроэнергетики;</li> <li>– Разработать и согласовать программу информирования и обучение персонала объекта информационной инфраструктуры;</li> <li>– Представить расчет нормативной численности персонала, ответственного за планирование и контроль мероприятий по обеспечению безопасности объекта информационной инфраструктуры, управление (администрирование) подсистемой информационной безопасности, управление средствами защиты информации, управление обновлениями программных и программно-аппаратных средств, в том числе средств защиты информации, с учетом особенностей функционирования значимого объекта, мониторинг и анализ зарегистрированных событий в значимом объекте, связанных с обеспечением безопасности (далее - события безопасности), сопровождение функционирования подсистемы безопасности значимого объекта в ходе ее эксплуатации, включая ведение эксплуатационной документации и организационно-распорядительных документах по безопасности значимого объекта;</li> <li>– Представить решения по централизованному управлению подсистемой безопасности объектов информационной инфраструктуры (при необходимости);</li> <li>– Разработать и согласовать план мероприятий по обеспечению безопасности объектов информационной инфраструктуры на случай возникновения нештатных (непредвиденных) ситуаций;</li> <li>– Разработать и согласовать проект Акта категорирования объекта критической информационной инфраструктуры.</li> <li>– Материалы проектной и рабочей документации в части информационной безопасности согласовать с подразделением</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>информационной безопасности Предприятия электрических сетей, Департаментом комплексной безопасности персонала, объектов и информационной безопасности ПАО «МОЭСК», а также иными заинтересованными лицами.</p> <p><b>3. Требования по обеспечению информационной безопасности.</b></p> <p><u>Требования по обеспечению информационной безопасности</u></p> <p>Порядок создания подсистемы информационной безопасности, построение этапов работ, а также разработка технической и рабочей документации должны соответствовать ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения».</p> <p>Обеспечить создание подсистемы информационной безопасности, а также обеспечить выполнение:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– требований 187-ФЗ от 26.07.2017г. «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и подзаконных актов;</li> <li>– требований Приказа ФСТЭК от 14 марта 2014 г. № 31 – <b>не ниже 3 класса</b> защищенности автоматизированной системы управления;</li> <li>– требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» <b>не ниже уровня 1 Г</b>;</li> <li>– требований Распоряжения ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140 «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ» (в редакции распоряжения ПАО «Россети» от 27.04.2016 № 178р и распоряжения ПАО «Россети» от 08.02.2019 г. № 70р);</li> <li>– средства защиты информации должны соответствовать требованиям не ниже 6-го или более высокого уровня доверия («Требования по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к средствам технической защиты информации и средствам обеспечения безопасности информационных технологий», утвержденные приказом ФСТЭК России от 02.06.2020 N 76);</li> </ul> <p>Применяемое оборудование должно быть включено в Реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации.</p> <p>Применяемое программное обеспечение должно быть включено в Единый реестр российских программ для электронно-вычислительных машин и баз данных.</p> <p>Применяемое оборудование и программное обеспечение средств информационной безопасности, сети передачи данных,</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>АСУТП, ТМ должно быть сертифицированным ФСТЭК России и/или допущенным к применению на объектах ПАО «Россети», в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 26.07.2023 № 305 «Об утверждении документов в области проверки качества (аттестации) оборудования, материалов и систем» и прошедшим проверку в соответствии с требованиями приказа ПАО «Россети» от 28.08.2020 № 391 «Об утверждении Методики проведения проверки цифрового оборудования и систем на соответствие требованиям безопасности информации, в том числе проведения проверки качества технических средств защиты информации в электросетевом комплексе».</p> <p>В случае модернизации, реконструкции или создания автоматизированной системы мониторинга и диагностики энергетического оборудования, обеспечить выполнение требований Приказа Министерства энергетики РФ от 06.11.2018 №1015 «Об утверждении требований в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования».</p> <p>При проектировании и выполнении работ, учесть мероприятия, выполняемые в рамках смежных проектов.</p> <p>Тома проектной и рабочей документации в части информационной безопасности и тома в части защищаемых объектов информационной инфраструктуры (системы АСУ ТП, ТМ, СДТУ, АСМД, дистанционного управления КА и/или оборудования РЗА) согласовать со структурным подразделением информационной безопасности филиала и ДКБПОиИБ ИА Общества.</p> <p>Обеспечить комплексную защиту информации, определяющей режим функционирования и/или раскрывающей систему защиты конкретного объекта, в случае ее передачи за пределы контролируемой территории.</p> <p>1) Оборудование структурных компонентов (функциональных систем и подсистем) систем обеспечения безопасности объекта, а также помещений, в которых размещаются центральный и локальные пульта управления с устанавливаемым в них оборудованием, должно проводиться с учетом реализации технических мероприятий по защите информации.</p> <p>2) На структурные компоненты (функциональные системы и подсистемы) систем обеспечения безопасности объекта, разработать модели угроз для каждого типа энергообъекта.</p> <p>3) Обеспечить целостность информации при передаче по внешним каналам связи по протоколу МЭК 670-5-101/104 с</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>использование шифрования или технологии инспекции промышленных протоколов.</p> <p>4) Обеспечить целостность информации при передаче по внешним каналам связи по протоколу МЭК 670-5-101/104 с использованием шифрования.</p> <p>5) Требования информационной безопасности, применяемые на всех объектах защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– в случае наличия парольной защиты доступа, все пароли по умолчанию должны быть изменены;</li> <li>– парольная политика к объектам защиты должна соответствовать установленным требованиям: по сложности пароля (не менее 12 символов, наличие символов в разном регистре, наличие специальных символов), сроку действия паролей и истории паролей;</li> <li>– доступ персонала вне зависимости от объекта защиты должен быть персонализирован, необходимо исключить (при наличии технической возможности) возможность доступа к объектам защиты под одной учетной записью (одним паролем) для различных работников;</li> <li>– встроенные учетные записи на всех компонентах объектов защиты должны быть отключены;</li> <li>– высший приоритет применения на объектах защиты должны иметь механизмы доступа с применением многофакторной аутентификации;</li> <li>– незадействованный функционал и компоненты объектов защиты должны быть отключены;</li> <li>– на всех объектах защиты и их компонентах, должны быть включены и настроены функции регистрации событий безопасности с передачей на специально выделенный сервер сбора информации подсистемы мониторинга информационной безопасности;</li> <li>– по всем компонентам объектов защиты должны быть установлены процедуры обновлений безопасности, время применения обновления безопасности на компонентах объектов защиты не должно превышать 24 часов.</li> </ul> <p>6) Требования информационной безопасности, применяемые к информационно-телекоммуникационной сети (далее – ИТС):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– должен быть организован периметр технологического сегмента ИТС Объекта. Организация сетевого периметра ИТС Объекта должна быть обеспечена посредством межсетевых экранов;</li> <li>– физическое соединение технологического сегмента ИТС Объекта с остальной ИТС Объекта при ее наличии, должно обеспечиваться только через устройство, реализующее функции межсетевого экранирования;</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– физическое соединение технологического сегмента ИТС Объекта с остальной ИТС Объекта при ее наличии, должно обеспечиваться только через устройство, реализующее функции межсетевого экранирования;</li> <li>– выделение сегментов должно обеспечиваться посредством, одновременного применения следующих технологий и методов в порядке эффективности защиты (при наличии такой возможности):</li> <li>– физическое выделение, посредством организации сегментов за счет выделенных коммутирующих устройств, подключаемых только к межсетевым экранам (наиболее защищенный вариант);</li> <li>– с применением средств криптографической защиты доступа к сети и защиты трафика (VPN) при условии, что указанные средства в сегменте образуются посредством установки специализированного ПО на каждом из конечных узлов (серверов, АРМ);</li> <li>– VLAN;</li> <li>– VRF.</li> </ul> <p>На каждом из Объектов в ИТС должны быть выделены сегменты управления:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– сегмент управления ИТС (имеет доступ персонал, осуществляющий функции управления ИТС);</li> <li>– сегмент управления АСТУ (имеет доступ персонал, осуществляющий функции управления АСТУ);</li> <li>– сегмент управления подсистемами ИБ;</li> <li>– сегмент оперативного управления Объектом (имеет доступ персонал, осуществляющий оперативное управление оборудованием Объекта).</li> </ul> <p>– доступ к технологическому сегменту ИТС и другим входящим в него сегментам АС должен осуществляться только из сегмента оперативного управления.</p> <p>– взаимодействие сегментов должно ограничиваться следующими правилами:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– доступ к сегментам управления из других сегментов запрещен;</li> <li>– взаимодействие между сегментами должно происходить исключительно через средства межсетевого экранирования;</li> <li>– взаимодействие между сегментами автоматизированных систем должно обеспечиваться в случае необходимости только посредством выделения специализированных выделенных «буферных» сегментов;</li> <li>– правила на межсетевых экранах должны быть максимально точными включая указание адресов назначения и источника, портов назначения и источника.</li> <li>– для взаимодействия с внешними сетями и АС должны</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>создаваться «демитаризованные» зоны – сегменты сети, в которые могут обращаться внешние «потребители» и из которых исключена возможность инициации соединений во внутренние сегменты сети Объекта;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– служебные протоколы оборудования образующего ИТС, должны быть доступны только из сегмента управления ИТС;</li> <li>– должны быть отключены неиспользуемые и небезопасные (передающие информацию по сети в открытом, незашифрованном виде) протоколы и сервисы на сетевом оборудовании;</li> <li>– неиспользуемые порты на коммутационном оборудовании должны быть отключены логически и физически;</li> <li>– доступ на уровне ИТС должен осуществляться в случае необходимости дополнительных мер с применением протоколов 802.1x и фильтрации MAC адресов;</li> <li>– устройства беспроводной связи должны находиться физически и логически за организованным периметром ИТС Объекта;</li> <li>– технологические протоколы необходимо строго изолировать от внешнего проникновения;</li> <li>– на сетевом оборудовании должны быть включены функции от подмены сетевых адресов и меры защиты от внедрения ложной маршрутной информации в протоколы маршрутизации;</li> <li>– должен быть включен сбор событий на уровне трафика в сети и передаваться на сервер подсистемы мониторинга информационной безопасности для контроля легитимности сетевых соединений.</li> </ul> <p>7) Требования информационной безопасности, применяемые к автоматизированным системам (далее АС):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– каждая АС должна быть изолирована, от других АС, при необходимости взаимодействия с другими АС, взаимодействие должно быть обеспечено методами исключающими возможность его использование в деструктивных целях для обеих АС;</li> <li>– при необходимости сбора необходимой информации с АС, указанные АС должны позволять передавать информацию посредством отправки технологической и другой информации иницируя соединения самостоятельно (по примеру протокола Syslog). Методы в виде опроса сервисов, баз данных и т.д. систем должны быть исключены;</li> <li>– должно обеспечиваться резервирование конфигураций и баз данных АС;</li> <li>– все применяемые АС должны иметь актуальную и доступную проектную и эксплуатационную документацию;</li> <li>– в целевом исполнении АС должны иметь механизмы электронной подписи и криптографической защиты информации, а</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>также должны обладать процедурами двойного контроля или паритета ответственности, когда выполнение критических действий невозможно выполнить одновременно одним лицом;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– прямой доступ к базам данных АС должен быть исключен;</li> <li>– территориально распределенные АС, с выведенным функционалом по управлению на централизованное удаление управление в частности АСТУ, должны позволять осуществлять перевод управления на нижний (местный, Объектовый уровень). Функция отключения указанного внешнего управления должна гарантировать исключение возможности включения удаленного управления из вне;</li> <li>– при выполнении контроля за АС необходимо обеспечить контроль за всеми ее компонентами на каждом конкретном Объекте (уровень системного программного обеспечения, уровень прикладного программного обеспечения (далее - ПО), уровень баз данных).</li> </ul> <p>8) Требования информационной безопасности, применяемые к автоматизированным рабочим местам (далее АРМ) и серверам:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– На серверах АС и АРМ в обязательном порядке должны быть установлены средства антивирусной защиты с актуальными обновлениями;</li> <li>– Должна быть исключена возможность использования внешних устройств беспроводной связи на серверах и АРМ (блокировка необходимых портов как физически так и логически);</li> <li>– Подключение внешних устройств хранения данных по умолчанию должно быть запрещено, подключение должно быть вызвано потребностью технологического бизнес-процесса и только на ограниченное время с контролем со стороны работника службы безопасности;</li> <li>– Должны быть включены пароли на доступ к встроенному ПО (BIOS, UEFI, сервисы управления) серверов и АРМ;</li> <li>– Должен применяться только необходимый и согласованный состав ПО на АРМ и серверах. При наличии возможности со стороны средств безопасности установленных на АРМ и серверах должна быть реализована политика белых списков в отношении, используемого ПО;</li> <li>– В целом исполнении доступ к АРМ и серверам должен обеспечиваться посредством средств многофакторной аутентификации;</li> <li>– Подключение к сети Интернет АРМ, с которых осуществляется выполнение критических операций должно быть запрещено;</li> <li>– Должен производиться контроль за хранением на серверах и АРМ парольной информации. В случае выявления должны быть</li> </ul>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>инициированы проверки целостности скомпрометированных узлов и незамедлительная замена парольной информации для всех учетных записей, а также ревизия учетных записей;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– На всех АРМ и серверах должны быть включены персональные межсетевые экраны с правилами минимально необходимыми для функционирования объектов защиты. Весь остальной сетевой доступ должен быть заблокирован.</li> </ul> <p>9) Требования к оборудованию:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– На всем технологическом оборудовании Объекта и оборудовании безопасности имеющим функции управления, должны быть максимально использованы функции безопасности при их наличии;</li> <li>– Оборудование должно подключаться только к своим сегментам ИТС;</li> <li>– Неиспользуемый функционал и интерфейсы связи должны быть отключены.</li> </ul> <p>10) Требования к подсистемам информационной безопасности:</p> <p>Минимальный состав подсистем ИБ должен состоять из:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– подсистемы антивирусной защиты;</li> <li>– подсистемы межсетевого экранирования ИТС и конечных узлов;</li> <li>– подсистемы анализа сетевого трафика и обнаружения компьютерных атак;</li> <li>– подсистемы мониторинга информационной безопасности (централизация сбора и анализа событий безопасности регистрируемых на конечных узлах Объекта с целью контроля и выявления нарушений).</li> </ul> <p>Предусмотреть сбор событий информационной безопасности для передачи в САЦ сетевой компании.</p> <p>Необходимость разработки мероприятий защиты информации для каждого конкретного объекта определяется по результатам предпроектного обследования.</p> <p>Использовать отдельные туннелированные каналы связи (стандарт VPN) для телеизмерений, учёта и качества электроэнергии, средств физической безопасности).</p> <p>Создаваемые в рамках проводимых работ центральные и удаленные пульта управления безопасностью должны быть аттестованы на предмет соответствия требованиям РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» не ниже уровня 1Г.</p> <p><b>4. Требования к участникам:</b></p> <p>Участник торгово-закупочных процедур или член коллективного участника, чьими силами планируется выполнение работ в части обеспечения информационной безопасности, на</p>



Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>момент подачи заявки должен отвечать следующим требованиям по наличию:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Лицензии ФСТЭК на деятельность по технической защите конфиденциальной информации согласно п.п. д) ст. 4 Положения введенного Постановлением Правительства РФ 2012 года № 79;</li> <li>– Лицензии ФСБ на осуществлении работ по пунктам 2, 3 «Перечня выполняемых работ и оказываемых услуг, составляющих лицензируемую деятельность, в отношении шифровальных (криптографических) средств».</li> </ul> <p><b>5. Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации (ПД):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».</li> <li>– Политика ПАО «Россети» в области информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций (Политика ИТТ, утверждена Советом директоров ПАО «Россети» (Протокол от 11.09.2017 №276).</li> <li>– ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения».</li> </ul>
Системы технологического видеонаблюдения	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. На подстанции провести обследование мест расположения первичного оборудования. Определить места установки видеокамер системы технологического видеонаблюдения.</li> <li>2. Система технологического видеонаблюдения должна обеспечивать: <ul style="list-style-type: none"> <li>– визуальный контроль помещений ЗРУ и ОРУ цифровой ПС с основным технологическим оборудованием;</li> <li>– визуальный контроль за работой и состоянием отдельных элементов, функциональных узлов и измерительных приборов оборудования;</li> <li>– визуальный контроль за помещениями оборудованными системами пожаротушения с анализом видеoinформации и формированием тревожных сигналов (визуальное обнаружение возгорания, наличие людей в защищаемом помещении, визуальный контроль работы систем противопожарной защиты);</li> <li>– визуальный контроль зон установки шкафов с микропроцессорным оборудованием и шкафов управления;</li> <li>– визуальный контроль положения дистанционно управляемых коммутационных аппаратов на ОРУ, ЗРУ;</li> <li>– визуальный контроль за безопасным выполнением работ персоналом ремонтных бригад в помещениях с повышенной опасностью, ОРУ, ЗРУ.</li> </ul> </li> </ol>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>3. Результаты обследования согласовать с ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>4. Обеспечить сбор в систему АСУТП и отображение на АРМ ОП видеосигнала от системы технологического видеонаблюдения. Экранные формы отображения видеоинформации определить на этапе проектирования и согласовать с ПАО «Россети Московский регион».</p> <p>5. Система технологического видеонаблюдения должна обеспечивать в автоматическом режиме позиционирование видеокамер на зону, в которой произошло срабатывание сигнализации (в том числе, при получении информации из АСУТП о срабатывании датчиков открытия дверей шкафов и т.д.) и вывод соответствующего изображения на АРМы диспетчера (в том числе удаленного). При выполнении операций с коммутационной аппаратурой или срабатыванием устройств РЗА должно обеспечиваться позиционирование видеокамер на коммутационный аппарат или на оборудование, на котором произошло короткое замыкание или сработали датчики технологических защит.</p> <p>6. Видеокамеры, устанавливаемые в помещениях, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, не иметь встроенных возможностей беспроводной передачи данных, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы и функцией ночного видения.</p> <p>7. Видеокамеры, устанавливаемые на открытом воздухе, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, не иметь встроенных возможностей беспроводной передачи данных, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы, размещаться в кожухе, иметь солнцезащитный козырек, обеспечивать надежную работу в соответствующих климатических условиях, обеспечены устройствами грозозащиты.</p> <p>8. Система технологического видеонаблюдения должна взаимодействовать с системой противопожарной защиты и обеспечивать приоритетное отображение на экране монитора зоны, из которой поступил сигнал тревоги.</p> <p>9. Устройства контроля и управления должны обеспечивать последовательное и полиэкранное воспроизведение изображений от всех видеокамер, а также возможность одновременного просмотра и записи поступающих видеосигналов.</p> <p>10. Видеокамеры должны обеспечивать возможность передачи изображения и управления с рабочего места удаленного пользователя после прохождения индивидуальной аутентификации пользователем.</p> <p>11. Разрешение видеокамер должно обеспечивать на мониторах четкое изображение поступающих видеосигналов.</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>12. Электропитание устройств видеонаблюдения должно осуществляться от сети 220 В через устройство бесперебойного питания, работающее в режиме «ON-LINE».</p>
Пожарная безопасность	<p>1. Разработать раздел проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 года №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».</p> <p>2. Для обеспечения пожарной безопасности в проектной документации обосновать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– противопожарный разрыв или расстояние от проектируемого электротехнического оборудования до ближайшего здания, сооружения или наружной установки;</li> <li>– меры по обеспечению возможности проезда и подъезда пожарной техники, безопасности доступа личного состава подразделений пожарной охраны и подачи средств пожаротушения к очагу пожара;</li> <li>– категории зданий, сооружений, наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;</li> <li>– характеристики или параметры систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, при установке противопожарных систем применять оборудование, позволяющее осуществлять его дистанционную настройку, управление и мониторинг состояния;</li> <li>– организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности в процессе выполнения работ и дальнейшей эксплуатации.</li> </ul> <p>3. При проектировании обеспечить выполнение требований действующих федеральных нормативных документов в сфере пожарной безопасности, ведомственных норм технологического проектирования электросетевых предприятий, Политики в области пожарной безопасности ПАО «Россети».</p>
Охрана труда при реконструкции действующих объектов электроэнергетики	<p>При организации безопасного производства на действующих энергообъектах учесть требования следующих НПА РФ и ЛНА ПАО «Россети Московский регион»:</p> <p>1. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020 №903н, в редакции Приказа Минтруда РФ от 29.04.2022 N 279н);</p> <p>2. Правила по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте (утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 11.12.2020 №883н);</p> <p>3. Правила по охране труда при работе на высоте (утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. N 782н);</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>4. Регламент допуска персонала организаций для выполнения работ на объектах ПАО «Россети Московский регион» (утв. приказом от 05.04.2021 № 333 в редакции приказов от 25.01.2022 № 65, от 07.02.2022 № 107, от 10.01.24 №9, от 08.02.2024 № 136, от 27.02.2025г. № 156).</p>
Энергетическая эффективность	<p>1. Определить расход электрической энергии на собственные нужды ПС и расход электрической энергии на хозяйственные нужды с учетом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– расчёта для выбранного типа (авто)трансформаторов расхода электрической энергии на технические потери и систему охлаждения при запланированном цикле нагрузки;</li> <li>– выполнения сравнения на примере как минимум двух (авто)трансформаторов аналогичной мощности с улучшенными характеристиками по энергоэффективности. Если разница издержек основного и одного из альтернативных вариантов превышает разницу в стоимости таких вариантов в течение срока менее 7 лет, такой альтернативный вариант рекомендовать к установке (предпочтение отдается такому альтернативному варианту, разница стоимости которого по отношению к основному варианту покрывается за счет меньших технологических потерь).</li> </ul> <p>2. Расчет технических потерь электрической энергии выполнить на основании методики расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 №326, в программном комплексе РТП 3 с учетом коэффициента загрузки (авто)трансформатора равного 0,4. Допускается принять другой коэффициент загрузки при условии его обоснования в работе. Время работы (авто)трансформатора принять 8760 часов/год. Расход электрической энергии на системы охлаждения (авто)трансформаторов принять согласно Инструкции по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции (РД 34.09.208). При отсутствии в инструкции данных по требуемому типу системы охлаждения информацию получить у производителя.</p> <p>3. Выполнить подключение энергопринимающих устройств, не относящихся к собственным нуждам подстанции, к щиту хозяйственных нужд подстанции и организовать отдельный учет потребления электроэнергии на хозяйственные нужды в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94).</p> <p>4. Обеспечить установку автоматики включения/отключения по температурному режиму на отопительные приборы и устройства кондиционирования подстанции в помещениях, используемых обслуживающим персоналом</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>(общеподстанционный пункт управления, складские помещения, помещения используемые персоналом подразделений РЗА).</p> <p>5. Предусмотреть установку энергоэффективного освещения. В туалете, коридорах, на лестницах и в складских помещениях установить автоматику отключения освещения.</p> <p>6. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Энергетическая эффективность», в электронном виде. Проектная документация с поясняющими рисунками и схемами предоставляется в формате.pdf (Adobe Acrobat Reader) без защиты содержимого с возможностью работы с текстом (поиск, копирование, печать) в электронном виде. Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat Reader с пофайловым разделением страниц. Предоставить на рассмотрение и согласование расчетные модели, использованные для проведения расчетов технических потерь электрической энергии, в электронном виде в формате программного комплекса РТП 3 (*.fdb) на CD с применением пароля для защиты от несанкционированного доступа.</p>
Инженерно-обеспечивающие системы	<p>Обеспечить выполнение в полном объеме, предшествующих проектированию и строительству топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических и экологических изысканий и исследований на площадке строительства объекта.</p> <p>Объем изысканий и исследований должен соответствовать нормативным требованиям и быть достаточным для обоснования технических решений, надежности и безопасности объекта.</p> <p>На основании инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий при строительстве нового объекта, при обнаружении высокого уровня грунтовых вод в обязательном порядке в смету затрат включать работы по устройству дренажной системы и водоотведения грунтовых вод.</p> <p>Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических объектов должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет.</p> <p>Фундаменты выполнить в соответствии с геологическими изысканиями грунтов. В качестве фундаментов под оборудование следует применять облегченные предварительно - напряженные железобетонные стойки, сплошные блоки из тяжелого бетона, железобетонные сваи, монолитные и винтовые сваи.</p> <p>При устройстве фундаментов под трансформаторы и маслоприемные устройства маслonaполненного оборудования использовать заливное армированное бетонирование с применением полимерных добавок для улучшения характеристик бетона.</p> <p>При устройстве маслохозяйства (маслоприемников,</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>маслосборников, маслопроводов) необходимо руководствоваться требованиями ПУЭ 6-7 изд. (п.4.2.69).</p> <p>Дно маслоприемника аварийного слива масла из трансформатора должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка, отводящего масло через систему маслопроводов в маслосборник. Приемок должен быть засыпан гравием по металлической решетке, выполняющего роль огнепреградителя.</p> <p>Для защиты железобетонных фундаментов от воздействия агрессивных сред в зависимости от степени этого воздействия следует применять соответствующие марки бетона по водонепроницаемости W6 - W8 и морозостойкости F200, а также бетон на сульфато-стойком цементе.</p> <p>В качестве дополнительной защиты при необходимости может применяться покрытие фундаментов гидроизоляцией (в том числе их надземной части) в соответствии с действующими нормами.</p> <p>Стальные опоры под оборудование, а также стальные детали железобетонных стоек порталов, должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего цинкования.</p> <p>При проектировании ОРУ предусмотреть вертикальную планировку, исключаящую застой ливневых и талых вод на территории.</p> <p>В местах проезда специализированного транспорта устроить асфальтовое или бетонное (возможно использование дорожных плит) дорожное покрытие.</p> <p>При проектировании реконструкции объекта обеспечить применение энергоэффективного и энергосберегающего оборудования и материалов. Обеспечить соблюдение принятых в Обществе требований НТД в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, в том числе Распоряжения №162р от 30.03.2023 «Об утверждении Реестра энергоэффективного и энергосберегающего оборудования ПАО «Россети».</p> <p>Конструкция крыши должна быть одно, двух (или более) скатной с жестким кровельным покрытием и антигололедными системами, снегозадержателями и с организованным водостоком.</p> <p>Заполнение оконных проемов выполнить стеклопакетами из ПВХ. Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума. В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками, которые должны легко сниматься или открываться изнутри помещения без применения инструментов.</p> <p>Входные и наружные двери всех помещений необходимо выполнять из металла с внутренними замками.</p> <p>Здания должны быть оборудованы: электроснабжением,</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>освещением, отоплением, вентиляцией, пожарной сигнализацией, специализированные помещения должны быть оборудованы в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.</p> <p>На вентиляционных проемах и отверстиях установить металлическую сетку с мелкой ячейкой для препятствия проникновению мелких животных и птиц. Места прохода коммуникаций через наружные стены должны заделываться гидроизоляционными материалами.</p>
Освещение	<p>При проектировании освещения подстанции необходимо предусмотреть применение энергосберегающих светодиодных светильников со сроком службы не менее 10 лет.</p> <p>Периметральное освещение должно включаться вручную и автоматически от датчика освещенности.</p> <p>Освещение ОРУ и внутриподстанционных площадок должно включаться вручную.</p> <p>Запрещено применение светильников и указателей со встроенными аккумуляторными батареями, все аварийные осветительные и указательные приборы должны быть запитаны от СОПТ в послеаварийном режиме, все указанные приборы должны иметь возможность питания переменным и постоянным током 220 В.</p> <p>Выключатели основного освещения в помещениях должны быть установлены в ряду ближе к входной двери, аварийного – дальше.</p> <p>На лестничных клетках, а также в проходных помещениях необходимо устанавливать систему проходного управления светом.</p> <p>Схема питания освещения ОРУ должна быть кольцевой с обеспечением возможности вывода из работы любого участка кабельной линии и осветительного прибора.</p>
Мероприятия по охране окружающей среды	<p>В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими нормативными документами предусмотреть мероприятия по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия электросетевого объекта (подстанции) на окружающую среду на период проведения строительных работ и последующей эксплуатации.</p> <p>Проектирование вести по результатам выполненных инженерно-экологических изысканий.</p> <p>В соответствии с действующими нормативными документами разработать разделы проектной документации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия по охране окружающей среды;</li> <li>– Дендрологическая часть проекта (при необходимости);</li> <li>– Проект благоустройства и озеленения (при необходимости).</li> </ul> <p>Содержание раздела 8 «Мероприятия по охране окружающей</p>

Наименование мероприятия	Технологические решения
	<p>среды» выполнить согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (п. 25).</p> <p>Выделить подразделы с описанием мероприятий по отдельным компонентам окружающей среды (воздух, вода, почва, отходы, растительный и животный мир).</p> <p>Представить полный перечень отходов, образующихся в период строительства. Предусмотреть передачу всех образующихся отходов по договорам организациям, имеющим лицензии на обращение с данными видами отходов. Деятельность по обращению с отходами строительства и сноса, в т. ч. грунтами, осуществлять в соответствии с Порядком, утв. распоряжением Минэкологии Московской области от 25.02.2021 № 134-РМ.</p> <p>Выполнить расчеты уровней шумового воздействия на территорию, непосредственно прилегающую к ближайшей жилой и социальной застройке, на период эксплуатации, с учетом установки новых трансформаторов.</p> <p>При необходимости разработать технические мероприятия по защите от шума (предусмотреть проектом установку шумозащитных экранов).</p> <p>В графической части представить ситуационный план (карту-схему) с указанием размещения проектируемых объектов, границ зон с особыми условиями использования территории (ООПТ, водоохранных зон и т.д.), расчетных точек, местоположением ближайших к участку проектирования нормируемых объектов (жилой и социальной застройки).</p>
Благоустройство	<p>Работы по благоустройству территории необходимо проводить после окончания строительно-монтажных работ. Перед началом работ по благоустройству необходимо осуществить вывоз всех образовавшихся в ходе проведения работ строительных отходов, оборудования и др., освободить площадки от временных зданий и сооружений, очистить площадки от дренирующих и щебеночных грунтов, спланировать поверхности в существующих отметках.</p> <p>Перечень работ по благоустройству должен включать в себя восстановление и устройство дорожных покрытий, проездов, дорожек, тротуаров и газонов для территорий различного функционального назначения.</p> <p>При планировании работ по благоустройству территорий необходимо учитывать требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 (ред. от 27.05.2022) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию";</li> <li>– СП 82.13330.2016. Свод правил. Благоустройство территорий. Актуализированная редакция СНиП III-10-75;</li> <li>– СП 68.13330.2017. Свод правил. Приемка в эксплуатацию</li> </ul>



Наименование мероприятия	Технологические решения
	законченных строительством объектов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 3.01.04-87»; – ГОСТ Р 59057-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель; и др.
Требования по установлению санитарно-защитных зон	Отдельным томом разработать проект санитарно-защитных зон объекта, согласовать его и подготовить пакет документов для установлении санитарно-защитных зон и направления в уполномоченный орган в целях принятия решения об установлении санитарно-защитных зон.

### **8. Требования к оформлению и содержанию проектной документации.**

Проектирование выполнить согласно требованиям Типового ЗП (распоряжение №628р от 17.11.2017).

Проектирование выполнить в соответствии с Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008 (с изменениями и дополнениями) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" и в соответствии с ГОСТ Р 21.101-2020 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

При выборе оборудования разработать и согласовать в составе проекта (РД) типовые технические спецификации на основании типовых опросных листов на основное электротехническое оборудование, утвержденных Приказом Общества от 16.08.2018 № 932 «Об утверждении типовых опросных листов», а также опросные листы (технические спецификации) на вторичное оборудование по шаблону рекомендуемой универсальной формы технической спецификации (приложение 3, 4 к приказу Общества от 22.05.2018 № 559 «Об утверждении регламента «Организация централизованного материально-технического снабжения» с учетом изменений по Приказу от 25.09.2018 № 1078).

Проектная документация должна быть согласована с ПАО «Россети Московский регион», с филиалом ПАО «Россети Московский регион» – «Северные электрические сети», с Центральным Управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Центральному Федеральному Округу, с Московским РДУ и другими заинтересованными организациями.

При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки проектно-сметной документации.

До начала разработки проектной документации Проектировщик разрабатывает и согласовывает с Заказчиком состав проекта, в соответствии с которым осуществляется дальнейшее проектирование и приемка выполненных работ.

#### **В части «Цифровых подстанций»:**

1. Состав предоставляемых на согласование АО «СО ЕЭС» материалов (оформляются отдельным(ми) томом(ами)):

а) схемы распределения устройств 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;

б) функциональные блок схемы взаимодействия устройств РЗА между собой и с внешними устройствами, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между устройствами РЗА, преобразователями аналоговых сигналов и преобразователями дискретных сигналов;

в) принципиальные, функционально-логические схемы и схемы программируемой логики устройств РЗА;

г) ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗ, СА, ПА и необходимые для этого расчеты токов КЗ;

д) решения по регистрации аварийных событий и процессов;

е) схемы 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;

ж) схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА.

2. Отдельным(ми) томом(ами) выполнить/определить/подготовить:

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 серии стандартов МЭК 61850 с указанием передаваемых объектов/атрибутов данных;

б) используемых коммуникационных сервисов передачи данных (Sampled Values, GOOSE, Report и др.).

2.2. 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).

2.3. Файл SCD с описанием схемы распределения логических узлов первичного оборудования и функций.

2.4. Предусмотреть для устройств (комплексов) РЗА, в части цифровых коммуникаций, селективную сигнализацию о неисправности связей по отдельным GOOSE/Sampled Values-сообщениям с выводом информации на МП устройство РЗА и в АСУ ТП по отказавшему соединению.

2.5. Структурную схему АСУ ТП с отражением топологии ЛВС, применяемых устройств (комплексов) РЗА, используемых протоколов резервирования в сети и точной синхронизации времени.

2.6. Распределение информационных потоков данных по шине станции и шине процесса.

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

а) оценку текущей загруженности ЛВС;

б) анализ сообщений протоколов GOOSE, Sampled Values и MMS на предмет потери или искажения пакетов;

в) анализ конфигурации информационной сети (анализ соответствия сети SCD-файлу);

г) контроль появления MAC-адресов в информационной сети для обеспечения информационной безопасности;

д) контроль появления не авторизированных сообщений в сети (белый шум);

е) выдача сигнализации о неисправностях и ошибках сети в АСУ ТП;

ж) блокировка портов коммутаторов (критерии блокировки определить при проектировании).

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

2.9. Отдельной спецификацией необходимо представить наименования сигналов в семантике серии стандартов МЭК 61850 и соответствующее им наименование из поля «Описание» (Description).

## **9. Особые условия.**

Проектная организация предоставляет ПАО «Россети Московский регион», для последующего направления на согласование в Московское РДУ, все расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном виде в формате ПК «RastrWin» (\*.rg2, \*.grf, \*.rst) и АРМ СРЗА (\*.set).

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

Проектная организация заполняет и предоставляет в ПАО «Россети Московский регион» форму сравнительных технических параметров и характеристик ЛЭП в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» №156р от 27.03.2023.

Согласование документации осуществляется в системе «Архив ПСД» с заведением документации в электронном виде через личный кабинет Проектировщика.

Проектирование выполнить согласно требованиям Типового ЗП (распоряжение №628р от 17.11.2017).

В соответствии с «Инструкцией по порядку согласования сметной документации по объектам строительства Общества», утвержденной приказом ПАО «Россети Московский регион» от 24.10.2024 №1084, сметная документация, после получения положительного заключения экспертизы, подлежит проверке в департаменте ценового контроля ПАО «Россети Московский регион».

## **10. Выделение этапов строительства.**

Возможность подготовки проектной документации в отношении отдельных этапов строительства должна быть обоснована расчетами, подтверждающими технологическую возможность реализации принятых проектных решений при осуществлении строительства по этапам.

Проектная документация в отношении отдельного этапа строительства

разрабатывается в объеме, необходимом для осуществления этого этапа строительства. Указанная документация должна отвечать требованиям к составу и содержанию разделов проектной документации, установленным постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87, для объектов капитального строительства.

Под этапом строительства понимается строительство одного из объектов капитального строительства, строительство которого планируется осуществить на одном земельном участке, если такой объект может быть введен в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных объектов капитального строительства на этом земельном участке, а также строительство части объекта капитального строительства, которая может быть введена в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных частей этого объекта капитального строительства.

При необходимости одновременной подачи на государственную экспертизу проектной документации по выделенным этапам строительства проектную документацию на каждый этап строительства сформировать отдельными комплектами в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Выделение работ по демонтажу зданий, строений, сооружений и т.п. в отдельный этап строительства, который не содержит строительство (реконструкцию) объектов, подлежащих вводу в эксплуатацию на таком этапе строительства, запрещается.

## **11. Исходные данные для разработки 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.

Исходные данные, передаваемые Заказчиком Проектной организации:

- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств ООО «ЭЛМА-ПРОЕКТ» № И-24-00-441787/103;

- Настоящее ЗП;

- Типовое ЗП (распоряжение №628р от 17.11.2017).

Исходные данные предоставляются по письменному запросу от Проектной организации.

## **12. Прочие сведения.**

12.1. Документация, передаваемая проектной организацией заказчику.

Сформировать и передать заказчику комплекты документации в полном объеме, в том числе:

Проектная и рабочая документация, согласованная в установленном порядке (комплект с согласованиями) передается заказчику в следующем количестве:

- бумажная версия – по 2 экземпляра;

- электронная версия в формате \*.pdf (цвет, с согласованиями, с разбивкой по

томам, каждый том отдельным файлом) – 3 экземпляра на 3-х компакт дисках (в т.ч. 2 экз. – для торгово-закупочных процедур);

- электронная версия в системе AutoCAD (\*.dwg) и текстовые документы в системе MS Office – 1 экземпляр.

Сметная документация передается заказчику в следующем количестве:

- бумажная версия – 2 экземпляра;
- электронная версия в формате \*.pdf – 3 экземпляра на 3-х компакт дисках (в т.ч. 2 экз. – для торгово-закупочных процедур);
- электронная редактируемая версия сметной документации:
- в формате Smeta.ru (\*.sob) – 1 экз.;
- в формате АРПС 1.10. (\*.apr) – 1 экз.;
- в формате MS Office Excel – 1 экз.

Количество экземпляров передаваемой проектной организацией заказчику по договору должно соответствовать указанному в ЗП.

12.2. Разработка программы ПНР и комплексного опробования (индивидуальных испытаний) оборудования.

При необходимости, разработать отдельным томом программу ПНР. Объем и нормы испытаний электрооборудования и ПНР определить проектом в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства», производителей оборудования, ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

12.3. Авторский надзор.

Авторский надзор осуществлять на протяжении всего периода строительства и ввода объекта капитального строительства в эксплуатацию в соответствии с требованиями свода правил СП 246.1325800.2016 «Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений», утвержденных Приказом Минстроя России от 19.02.2016 №98/пр.

12.4. Требования по обеспечению защиты сведений, составляющих государственную тайну.

При получении инженерно-геодезических изысканий, выполненных на секретной геоподоснове, либо использование иных документов, содержащих секретные сведения, необходимо при выполнении работ обеспечить соблюдение требований законодательных и иных нормативных актов Российской Федерации по обеспечению защиты сведений, составляющих государственную тайну.

Обеспечить выполнение требований закона РФ от 21.07.1993 №5485-1 «О государственной тайне».

12.5. Согласование проекта.

Согласование документации с филиалом ПАО «Россети Московский регион» – «Северные электрические сети», с исполнительным аппаратом ПАО «Россети Московский регион», с собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования (при необходимости), МУ "Ростехнадзор" по г. Москве (МТУ "Ростехнадзор" по ЦФО) (при необходимости), ГАУ «Московская государственная экспертиза» (Мособлэкспертизой) (при необходимости), ДППиООС (при необходимости), всеми землепользователями и другими заинтересованными организациями выполняет Проектная организация.

Согласование документации с Московским РДУ выполняет ПАО «Россети Московский регион».

Не допускается передача проектной документации в ГАУ «Московская

государственная экспертиза» (Мособлэкспертиза) до согласования ее с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ в полном объеме.

Срок действия настоящего ЗП составляет: 5 лет с момента утверждения.