Общество с ограниченной ответственностью

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта

Часть 14. Противоаварийная автоматика. ПС 110 кВ Ермолино

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО14

Том 4.14

РОССЕТИ

0 120000 779659

25 г.

Общество с ограниченной ответственностью

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

«СОГЛАСОВАНО»
Главный инженер проекта
ООО «СвязьЭнергоСтрой»
_____ П.А. Александров
«___»_____2025г.

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта

Часть 14. Противоаварийная автоматика. ПС 110 кВ Ермолино

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО14

Том 4.14

Генеральный директор В.Н. Зайцев

Главный инженер проекта Ю. В. Булаев

Москва 2025 г.

Обозначение	Наименование	Примечание
	Текстовая часть:	
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО14.С	Содержание тома	Данный документ
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО14.ПЗ	Пояснительная записка	на 130 л.
	Графическая часть:	
Д208320-330739ПИР-227.0 - ИЛО14.ГЧ	Структурно-функциональная схема АЧР	на 1 л.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО14.С		
Разраб.		Николаев				Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Жуков					П		1
							ООО «Интеллектуальные системы и сети»		
Н. контр.		Васильев							
ГИП		Булаев							

Содержание

Введение 2
Перечень принятых сокращений 3
1 Общие сведения 4
2 Краткая характеристика объекта 5
3 Состав устройств противоаварийной автоматики 6
4 Общие требования к устройствам ПА 7
5 Комплекс автоматической частотной разгрузки 8
5.1 Технические решения по устройству АЧР 8
5.2 Технические требования к устройству АЧР 9
6 Ведомость основного оборудования 13
Приложение А (Обязательное) Задание на проектирование 14
Приложение Б (Обязательное) Изменение № 1 к Заданию на проектирование 93
Приложение В (Обязательное) Изменение № 2 к Заданию на проектирование 106
Таблица регистрации изменений 130

Введение

Целью настоящей работы является разработка комплекса противоаварийной автоматики, сооружаемой в объемах, предусмотренных титулом «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино».

Работа выполнена в соответствии с требованиями следующих документов:

– Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики»;

– Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 13 июля 2020 г. № 556 «Об утверждении Правил создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме»;

– ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях»;

– Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике», утвержденное решением Совета директоров ПАО «Россети» (протокол от 28.12.2024 № 673).

Перечень принятых сокращений

Обозначения и сокращения:

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- БНН – блокировка при неисправности цепей напряжения;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧ – высокочастотная;
- ДЦ – диспетчерский центр;
- ДС – деление сети;
- ЛАПНУ - локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
- МП – микропроцессорный;
- НКУ - низковольтное комплектное устройство;
- ОГ – отключение генераторов;
- ОН – отключение нагрузки;
- ОПУ – оперативный пункт управления;
- КЗ – короткое замыкание;
- УВ – управляющее воздействие;
- УОН – устройство отключения нагрузки;
- УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;
- ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение;
- РАС – регистратор аварийных событий;
- РЗ – релейная защита;
- ПА – противоаварийная автоматика;
- ПК – персональный компьютер;
- ПС – подстанция;
- САЧР – спецочередь АЧР;
- ЭМС – электромагнитная совместимость.

1 Общие сведения

Разработка проектной документации выполнена на основании следующих документов:

– Задание на проектирование от ПАО «Россети Московский регион» по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»;

– Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 22.12.2023 года № 31@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@», а также текущий проект ее корректировки;

– 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» в действующей редакции;

– Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» (ПС 110 кВ Ермолино) энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна» №И-24-00-208320/102 (договор ТП от 27.06.2024 № ИА-24-302-20736(208320)).

Объем проектируемых устройств противоаварийной автоматики (ПА) определен в соответствии с Заданием на проектирование и расчетами балансов и режимов, выполненных в комплекте: Д208320-330739/ПИР-ЭЭС «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания».

2 Краткая характеристика объекта

Объектом проектирования является новая подстанция классом напряжения 110 кВ, которая будет располагаться на территории, выделенной для строительства индустриального парка Дмитров, на земельном участке по адресу: Московская область, поселок Спас-Каменка.

Для подключения ПС 110 кВ Ермолино к энергосистеме разрезается существующая воздушная линии электропередач ВЛ 110 кВ Белый Раст – Икша №3.

Схема первичных соединений РУ 110 кВ выполняется по типовой схеме №110-7 «Четырехугольник», к которому подключаются:

- ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино;
- ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино;
- Два силовых двухобмоточных трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА.
- РУ 10 кВ выполняется по схеме №10-1 «одна секционированная система шин».

В соответствии с заданием на проектирование в объеме строительства ПС предусмотрена установка следующего основного оборудования и строительство сооружений:

- установка открытого распределительного устройства 110 кВ по типовой схеме №110-7 «Четырехугольник» с возможностью расширения в перспективе до схемы №110-8 «Шестиугольник»;
- установка 2-х двухобмоточных силовых трансформаторов Т-1, Т-2, 110/11 кВ, мощностью 25 МВА каждый;
- установка блочно-модульного здания ОПУ, совмещенного с ЗРУ 10 кВ;
- установка двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

3 Состав устройств противоаварийной автоматики

Состав устройств ПА на подстанции 110 кВ Ермолино определяется:

– заданием на проектирование по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»;

– пунктом 3.1 индивидуальных технических условий на технологическое присоединение ПС 110 кВ Ермолино к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион № И-24-00-208320/102;

– выводами сделанными на основе анализа расчета режимов сети, выполненного в комплекте - Д208320-330739/ПИР-ЭЭС.

В соответствии с вышеперечисленными документами на ПС 110 кВ Ермолино устанавливается комплект АЧР.

Расчет режимов сети не выявил необходимость установки других устройств противоаварийной автоматики.

4 Общие требования к устройствам ПА

Устройства ПА, в том числе АЧР должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 55105-2019 и ГОСТ 34045-2023.

Требования следующие:

1) не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов ПА с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики;

2) функции ПА, которые по принципу действия могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения, следует контролировать БНН. БНН должна действовать на блокировку функций ПА, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения;

3) устройство ПА не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

4) устройство ПА должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной безопасности, предусмотренным национальным законодательством. На объектах электроэнергетики должен быть проведен анализ электромагнитной обстановки и при необходимости разработаны и реализованы мероприятия по приведению уровня помех к допустимому;

5) устройство ПА должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства. В устройстве ПА должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП и во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.

6) для выполнения функции внутренней регистрации устройства ПА должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью до 1 мс.

7) в устройстве ПА должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

5 Комплекс автоматической частотной разгрузки

АЧР является частью автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ). АОСЧ предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.

АОСЧ обеспечивает прекращение процесса аварийного снижения частоты путем отключения потребителей, заведенных под очереди АЧР, а также частичное или полное восстановление питание отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты (ЧАПВ).

5.1 Технические решения по устройству АЧР

В рамках строительства подстанции Ермолино проектом предусматривается установка одного шкафа АЧР с применением микропроцессорных терминалов. Шкаф, с учетом перспективы расширения схемы подстанции, выполняется двухтерминальным и реализует управляющие воздействия на каждую секцию 10 кВ. На первоначальном этапе терминал №1 действует на присоединения 1 с.ш. 10 кВ, терминал №2 действует на присоединения 2 с.ш. 10 кВ. После расширения схемы подстанции - терминал №1 действует на присоединения 1 и 3 с.ш. 10 кВ, терминал №2 действует на присоединения 2 и 4 с.ш. 10 кВ.

Все функции АЧР выполняются в составе интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) выполняемых по II архитектуре построения цифровых подстанций.

ИЭУ АЧР включаются в шину процесса и шину подстанции по резервируемым интерфейсам с поддержкой протоколов МЭК 61850.

Обмен сигналами между ИЭУ АЧР и ИЭУ присоединений 10 кВ, а также воздействия на отключение и включение присоединений, заведенных под АЧР и ЧАПВ осуществляется с использованием цифровой шины по протоколу GOOSE в соответствии с МЭК 61850-8-1.

В устройствах АЧР реализуются алгоритмы очередей АЧР-1, АЧР-2 и ЧАПВ.

В устройствах предусматривается блокировка ступеней АЧР по скорости снижения частоты при выбеге электродвигательной нагрузки, с уставкой df/dt равной 10 Гц/с.

Контроль напряжения устройствами АЧР 10 кВ осуществляется от ТН 10 кВ аналоговыми сигналами.

Проектом предусматривается возможность вывода действия функций АЧР-1, АЧР-2, а

также ввода/вывода ЧАПВ с помощью оперативных электронных ключей.

Каждый терминал АЧР содержит алгоритм:

− АЧР-1 – быстродействующую АЧР, предназначенная для прекращения процесса снижения частоты;

− АЧР-2, медленнодействующую АЧР, предназначенную для восстановления частоты после действия АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

При срабатывании, устройство АЧР выдает команду на отключение нагрузки путем отключения заведенных под АЧР фидеров с запретом АПВ. В случае восстановления в системе частоты, АОСЧ реализует команду частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) и выдает команду на включение ранее отключенных фидеров. Диапазоны уставок для АЧР и ЧАПВ приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Диапазон уставок АЧР

Функция	Уставка по частоте, Гц	Уставка по времени, с	Уставка блокировки АЧР по скорости снижения частоты, Гц/с
АЧР-1	46,5 ÷ 48,8	0,15 – 0,3	10
АЧР-2	48,7 ÷ 49,0	5,0 – 50,0	10
ЧАПВ	49,4 ÷ 49,8	10	-

Окончательные уставки, объемы отключаемых нагрузок и необходимость ввода АЧР в работу определяет организация, выполняющая оперативно-диспетчерское управление энергосистемой.

Применяемые устройства АЧР должны обеспечивать правильное функционирование в диапазоне частоты электрического тока от 45 до 55 Гц.

Шкаф АЧР размещается в здании ОПУ, в помещении панелей РЗА.

Структурно-функциональная схема АЧР приведена на чертеже Д208320-330739ПИР-227.0/ИССД 430.0525-ИЛО14-ГЧ л.1.

5.2 Технические требования к устройству АЧР

Устройство АЧР, выполненное на базе микропроцессорного терминала на ПС 110 кВ Ермолино должно соответствовать следующим требованиям:

- выдавать управляющие воздействия на отключение присоединений при снижении частоты в энергосистеме и достижении заданных уставок по частоте и по времени (функция АЧР);

- выдавать управляющие воздействия на включение присоединений, нагрузка которых

отключена действием АЧР, при повышении частоты в энергосистеме и достижении заданных уставок по частоте и по времени (функция ЧАПВ).

- устройство АЧР должно измерять частоту за время, не превышающее трех периодов промышленной частоты с погрешностью не более 0,02 Гц;

- устройство АЧР должно обеспечивать возможность задания:

а) для реализации функции АЧР:

1) САЧР, АЧР-1 - уставок срабатывания по частоте в диапазоне от 46,0 до 49,5 Гц с шагом не более 0,1 Гц, уставок возврата по частоте, превышающих уставку срабатывания по частоте на 0,1 Гц и уставок срабатывания по времени от 0,15 до 0,30 с с шагом не более 0,01 с;

2) АЧР-2 - уставок срабатывания по частоте в диапазоне от 48,5 до 49,6 Гц с шагом не более 0,1 Гц, уставок возврата по частоте, превышающих уставку срабатывания по частоте от 0,1 до 0,4 Гц и уставок срабатывания по времени от 3 до 90 с с шагом не более 0,1 с;

б) для реализации функции ЧАПВ:

1) уставок срабатывания по частоте в диапазоне от 49,0 до 50,5 Гц с шагом не более 0,1 Гц, уставок возврата по частоте на 0,1 Гц меньших уставки срабатывания по частоте, уставок срабатывания по времени в диапазоне от 5 до 240 с с шагом не более 1 с.

- в устройстве АЧР должна быть предусмотрена блокировка для предотвращения его срабатывания при выбеге электродвигателей. Блокировка срабатывания при выбеге электродвигателей должна сохраняться в том числе и после снижения частоты ниже 45,0 Гц. При реализации указанной блокировки по скорости снижения частоты устройство АЧР должно обеспечивать:

1) возможность задания уставки блокировки по скорости снижения частоты в диапазоне от 2 до 15 Гц/с с шагом не более 0,5 Гц/с. При этом по умолчанию значение блокировки должно устанавливаться производителем устройства АЧР равным 10 Гц/с;

2) время срабатывания измерительного органа по скорости изменения частоты, обеспечивающее блокировку ступеней АЧР с уставками срабатывания по времени от 0,15 с;

3) возможность задания коэффициента возврата измерительного органа по скорости изменения частоты от 0,20 до 0,99.

- устройство АЧР должно иметь не менее двух ступеней срабатывания для реализации функции АЧР;

- устройство АЧР не должно срабатывать при:

1) снижении частоты во время КЗ;

2) выбеге электродвигателей;

3) возникновении неисправностей в цепях напряжения;

4) потере цепей напряжения;

5) перезагрузке устройства;

6) замыкании на землю в одной точке в сети оперативного постоянного тока;

7) снятии, подаче оперативного тока (в том числе обратной полярности);

8) перерывах питания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока.

- после перерывов питания любой длительности и/или перезагрузки устройство АЧР должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования;

- устройство АЧР должно обеспечивать:

1) внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа работы устройства;

2) экспорт осциллограмм в формате COMTRADE.

- в устройстве АЧР должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств с сигнализацией о неисправности;

- в устройстве АЧР должна быть предусмотрена возможность синхронизации с глобальными навигационными системами. Все зарегистрированные в устройстве данные должны иметь метки всемирного координированного времени;

- устройство АЧР должно поддерживать синхронизацию времени по протоколу SNTP;

- устройство АЧР должно обеспечивать возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП объекта электроэнергетики и во внешние регистраторы аварийных событий и процессов;

Устанавливаемые устройства АЧР должны:

- обеспечивать поддержку протоколов обмена на основе стандартов МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE), с использованием шины процесса и шины подстанции;

- иметь возможность дистанционного управления, в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850, в объеме, позволяющем осуществлять оперативные переключения на ПС без постоянного обслуживающего персонала.

Применяемые устройства АЧР должны соответствовать требованиям стандартов:

– ГОСТ Р 59232-2020 ««Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройство автоматической частотной разгрузки. Нормы

и требования;

– ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования».

– СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» от 16.08.2016 г;

Номинальное напряжение питания устройства – 220 В постоянного тока. Номинальное напряжение измерительных цепей – 100 В переменного тока промышленной частоты.

6 Ведомость основного оборудования

Ведомость основного оборудования ПА, устанавливаемого на ПС 110 кВ Ермолино приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Ведомость основного оборудования

Наименование	**Функции**	**Ед. изм.**	**Кол.**	**Кол. ИУЭ в шкафу**
Основное оборудование				
Шкаф АЧР (ШЭПА 12121-II-E2; 2-я архитектура ЦПС)	АЧР, ЧАПВ	шт.	1	2
Кабельная продукция и материалы				
Наименование	**Рекомендуемый тип**		**Ед. изм.**	**Кол.**
Кабель контрольный S=1,5 мм^2, N=4-37	КВВГЭнг(А)-LS		м	60
Кабель контрольный S=2,5 мм^2, N=4-37	КВВГЭнг(А)-LS		м	30
Кабель оптический	Duplex LC-LC		м	90
Кабель витая пара 4х2х0,5	FTP Cat. 5e		м	50

Длины контрольных кабелей взяты ориентировочно и более точно определяются на этапе выполнения рабочей документации.

Содержание

Введение 2
Перечень принятых сокращений 3
1 Общие сведения 4
2 Краткая характеристика объекта 5
3 Состав устройств противоаварийной автоматики 6
4 Общие требования к устройствам ПА 7
5 Комплекс автоматической частотной разгрузки 8
5.1 Технические решения по устройству АЧР 8
5.2 Технические требования к устройству АЧР 9
6 Ведомость основного оборудования 13
Приложение А (Обязательное) Задание на проектирование 14
Приложение Б (Обязательное) Изменение № 1 к Заданию на проектирование 93
Приложение В (Обязательное) Изменение № 2 к Заданию на проектирование 106
Таблица регистрации изменений 130

Введение

Целью настоящей работы является разработка комплекса противоаварийной автоматики, сооружаемой в объемах, предусмотренных титулом «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино».

Работа выполнена в соответствии с требованиями следующих документов:

– Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики»;

– Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 13 июля 2020 г. № 556 «Об утверждении Правил создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме»;

– ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях»;

– Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике», утвержденное решением Совета директоров ПАО «Россети» (протокол от 28.12.2024 № 673).

Перечень принятых сокращений

Обозначения и сокращения:

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- БНН – блокировка при неисправности цепей напряжения;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧ – высокочастотная;
- ДЦ – диспетчерский центр;
- ДС – деление сети;
- ЛАПНУ - локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
- МП – микропроцессорный;
- НКУ - низковольтное комплектное устройство;
- ОГ – отключение генераторов;
- ОН – отключение нагрузки;
- ОПУ – оперативный пункт управления;
- КЗ – короткое замыкание;
- УВ – управляющее воздействие;
- УОН – устройство отключения нагрузки;
- УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;
- ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение;
- РАС – регистратор аварийных событий;
- РЗ – релейная защита;
- ПА – противоаварийная автоматика;
- ПК – персональный компьютер;
- ПС – подстанция;
- САЧР – спецочередь АЧР;
- ЭМС – электромагнитная совместимость.

1 Общие сведения

Разработка проектной документации выполнена на основании следующих документов:

– Задание на проектирование от ПАО «Россети Московский регион» по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»;

– Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 22.12.2023 года № 31@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@», а также текущий проект ее корректировки;

– 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» в действующей редакции;

– Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» (ПС 110 кВ Ермолино) энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна» №И-24-00-208320/102 (договор ТП от 27.06.2024 № ИА-24-302-20736(208320)).

Объем проектируемых устройств противоаварийной автоматики (ПА) определен в соответствии с Заданием на проектирование и расчетами балансов и режимов, выполненных в комплекте: Д208320-330739/ПИР-ЭЭС «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания».

2 Краткая характеристика объекта

Объектом проектирования является новая подстанция классом напряжения 110 кВ, которая будет располагаться на территории, выделенной для строительства индустриального парка Дмитров, на земельном участке по адресу: Московская область, поселок Спас-Каменка.

Для подключения ПС 110 кВ Ермолино к энергосистеме разрезается существующая воздушная линии электропередач ВЛ 110 кВ Белый Раст – Икша №3.

Схема первичных соединений РУ 110 кВ выполняется по типовой схеме №110-7 «Четырехугольник», к которому подключаются:

- ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино;
- ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино;
- Два силовых двухобмоточных трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА.
- РУ 10 кВ выполняется по схеме №10-1 «одна секционированная система шин».

В соответствии с заданием на проектирование в объеме строительства ПС предусмотрена установка следующего основного оборудования и строительство сооружений:

- установка открытого распределительного устройства 110 кВ по типовой схеме №110-7 «Четырехугольник» с возможностью расширения в перспективе до схемы №110-8 «Шестиугольник»;
- установка 2-х двухобмоточных силовых трансформаторов Т-1, Т-2, 110/11 кВ, мощностью 25 МВА каждый;
- установка блочно-модульного здания ОПУ, совмещенного с ЗРУ 10 кВ;
- установка двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

3 Состав устройств противоаварийной автоматики

Состав устройств ПА на подстанции 110 кВ Ермолино определяется:

– заданием на проектирование по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»;

– пунктом 3.1 индивидуальных технических условий на технологическое присоединение ПС 110 кВ Ермолино к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион № И-24-00-208320/102;

– выводами сделанными на основе анализа расчета режимов сети, выполненного в комплекте - Д208320-330739/ПИР-ЭЭС.

В соответствии с вышеперечисленными документами на ПС 110 кВ Ермолино устанавливается комплект АЧР.

Расчет режимов сети не выявил необходимость установки других устройств противоаварийной автоматики.

4 Общие требования к устройствам ПА

Устройства ПА, в том числе АЧР должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 55105-2019 и ГОСТ 34045-2023.

Требования следующие:

1) не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов ПА с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики;

2) функции ПА, которые по принципу действия могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения, следует контролировать БНН. БНН должна действовать на блокировку функций ПА, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения;

3) устройство ПА не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

4) устройство ПА должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной безопасности, предусмотренным национальным законодательством. На объектах электроэнергетики должен быть проведен анализ электромагнитной обстановки и при необходимости разработаны и реализованы мероприятия по приведению уровня помех к допустимому;

5) устройство ПА должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства. В устройстве ПА должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП и во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.

6) для выполнения функции внутренней регистрации устройства ПА должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью до 1 мс.

7) в устройстве ПА должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

5 Комплекс автоматической частотной разгрузки

АЧР является частью автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ). АОСЧ предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.

АОСЧ обеспечивает прекращение процесса аварийного снижения частоты путем отключения потребителей, заведенных под очереди АЧР, а также частичное или полное восстановление питание отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты (ЧАПВ).

5.1 Технические решения по устройству АЧР

В рамках строительства подстанции Ермолино проектом предусматривается установка одного шкафа АЧР с применением микропроцессорных терминалов. Шкаф, с учетом перспективы расширения схемы подстанции, выполняется двухтерминальным и реализует управляющие воздействия на каждую секцию 10 кВ. На первоначальном этапе терминал №1 действует на присоединения 1 с.ш. 10 кВ, терминал №2 действует на присоединения 2 с.ш. 10 кВ. После расширения схемы подстанции - терминал №1 действует на присоединения 1 и 3 с.ш. 10 кВ, терминал №2 действует на присоединения 2 и 4 с.ш. 10 кВ.

Все функции АЧР выполняются в составе интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) выполняемых по II архитектуре построения цифровых подстанций.

ИЭУ АЧР включаются в шину процесса и шину подстанции по резервируемым интерфейсам с поддержкой протоколов МЭК 61850.

Обмен сигналами между ИЭУ АЧР и ИЭУ присоединений 10 кВ, а также воздействия на отключение и включение присоединений, заведенных под АЧР и ЧАПВ осуществляется с использованием цифровой шины по протоколу GOOSE в соответствии с МЭК 61850-8-1.

В устройствах АЧР реализуются алгоритмы очередей АЧР-1, АЧР-2 и ЧАПВ.

В устройствах предусматривается блокировка ступеней АЧР по скорости снижения частоты при выбеге электродвигательной нагрузки, с уставкой df/dt равной 10 Гц/с.

Контроль напряжения устройствами АЧР 10 кВ осуществляется от ТН 10 кВ аналоговыми сигналами.

Проектом предусматривается возможность вывода действия функций АЧР-1, АЧР-2, а

также ввода/вывода ЧАПВ с помощью оперативных электронных ключей.

Каждый терминал АЧР содержит алгоритм:

− АЧР-1 – быстродействующую АЧР, предназначенная для прекращения процесса снижения частоты;

− АЧР-2, медленнодействующую АЧР, предназначенную для восстановления частоты после действия АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

При срабатывании, устройство АЧР выдает команду на отключение нагрузки путем отключения заведенных под АЧР фидеров с запретом АПВ. В случае восстановления в системе частоты, АОСЧ реализует команду частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) и выдает команду на включение ранее отключенных фидеров. Диапазоны уставок для АЧР и ЧАПВ приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Диапазон уставок АЧР

Функция	Уставка по частоте, Гц	Уставка по времени, с	Уставка блокировки АЧР по скорости снижения частоты, Гц/с
АЧР-1	46,5 ÷ 48,8	0,15 – 0,3	10
АЧР-2	48,7 ÷ 49,0	5,0 – 50,0	10
ЧАПВ	49,4 ÷ 49,8	10	-

Окончательные уставки, объемы отключаемых нагрузок и необходимость ввода АЧР в работу определяет организация, выполняющая оперативно-диспетчерское управление энергосистемой.

Применяемые устройства АЧР должны обеспечивать правильное функционирование в диапазоне частоты электрического тока от 45 до 55 Гц.

Шкаф АЧР размещается в здании ОПУ, в помещении панелей РЗА.

Структурно-функциональная схема АЧР приведена на чертеже Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО14-ГЧ л.1.

5.2 Технические требования к устройству АЧР

Устройство АЧР, выполненное на базе микропроцессорного терминала на ПС 110 кВ Ермолино должно соответствовать следующим требованиям:

- выдавать управляющие воздействия на отключение присоединений при снижении частоты в энергосистеме и достижении заданных уставок по частоте и по времени (функция АЧР);

- выдавать управляющие воздействия на включение присоединений, нагрузка которых

отключена действием АЧР, при повышении частоты в энергосистеме и достижении заданных уставок по частоте и по времени (функция ЧАПВ).

- устройство АЧР должно измерять частоту за время, не превышающее трех периодов промышленной частоты с погрешностью не более 0,02 Гц;

- устройство АЧР должно обеспечивать возможность задания:

а) для реализации функции АЧР:

1) САЧР, АЧР-1 - уставок срабатывания по частоте в диапазоне от 46,0 до 49,5 Гц с шагом не более 0,1 Гц, уставок возврата по частоте, превышающих уставку срабатывания по частоте на 0,1 Гц и уставок срабатывания по времени от 0,15 до 0,30 с с шагом не более 0,01 с;

2) АЧР-2 - уставок срабатывания по частоте в диапазоне от 48,5 до 49,6 Гц с шагом не более 0,1 Гц, уставок возврата по частоте, превышающих уставку срабатывания по частоте от 0,1 до 0,4 Гц и уставок срабатывания по времени от 3 до 90 с с шагом не более 0,1 с;

б) для реализации функции ЧАПВ:

1) уставок срабатывания по частоте в диапазоне от 49,0 до 50,5 Гц с шагом не более 0,1 Гц, уставок возврата по частоте на 0,1 Гц меньших уставки срабатывания по частоте, уставок срабатывания по времени в диапазоне от 5 до 240 с с шагом не более 1 с.

- в устройстве АЧР должна быть предусмотрена блокировка для предотвращения его срабатывания при выбеге электродвигателей. Блокировка срабатывания при выбеге электродвигателей должна сохраняться в том числе и после снижения частоты ниже 45,0 Гц. При реализации указанной блокировки по скорости снижения частоты устройство АЧР должно обеспечивать:

1) возможность задания уставки блокировки по скорости снижения частоты в диапазоне от 2 до 15 Гц/с с шагом не более 0,5 Гц/с. При этом по умолчанию значение блокировки должно устанавливаться производителем устройства АЧР равным 10 Гц/с;

2) время срабатывания измерительного органа по скорости изменения частоты, обеспечивающее блокировку ступеней АЧР с уставками срабатывания по времени от 0,15 с;

3) возможность задания коэффициента возврата измерительного органа по скорости изменения частоты от 0,20 до 0,99.

- устройство АЧР должно иметь не менее двух ступеней срабатывания для реализации функции АЧР;

- устройство АЧР не должно срабатывать при:

1) снижении частоты во время КЗ;

2) выбеге электродвигателей;

3) возникновении неисправностей в цепях напряжения;

4) потере цепей напряжения;

5) перезагрузке устройства;

6) замыкании на землю в одной точке в сети оперативного постоянного тока;

7) снятии, подаче оперативного тока (в том числе обратной полярности);

8) перерывах питания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока.

- после перерывов питания любой длительности и/или перезагрузки устройство АЧР должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования;

- устройство АЧР должно обеспечивать:

1) внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа работы устройства;

2) экспорт осциллограмм в формате COMTRADE.

- в устройстве АЧР должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств с сигнализацией о неисправности;

- в устройстве АЧР должна быть предусмотрена возможность синхронизации с глобальными навигационными системами. Все зарегистрированные в устройстве данные должны иметь метки всемирного координированного времени;

- устройство АЧР должно поддерживать синхронизацию времени по протоколу SNTP;

- устройство АЧР должно обеспечивать возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП объекта электроэнергетики и во внешние регистраторы аварийных событий и процессов;

Устанавливаемые устройства АЧР должны:

- обеспечивать поддержку протоколов обмена на основе стандартов МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE), с использованием шины процесса и шины подстанции;

- иметь возможность дистанционного управления, в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850, в объеме, позволяющем осуществлять оперативные переключения на ПС без постоянного обслуживающего персонала.

Применяемые устройства АЧР должны соответствовать требованиям стандартов:

– ГОСТ Р 59232-2020 ««Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройство автоматической частотной разгрузки. Нормы

и требования;

– ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования».

– СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» от 16.08.2016 г;

Номинальное напряжение питания устройства – 220 В постоянного тока. Номинальное напряжение измерительных цепей – 100 В переменного тока промышленной частоты.

6 Ведомость основного оборудования

Ведомость основного оборудования ПА, устанавливаемого на ПС 110 кВ Ермолино приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Ведомость основного оборудования

Наименование	**Функции**	**Ед. изм.**	**Кол.**	**Кол. ИУЭ в шкафу**
Основное оборудование				
Шкаф АЧР (ШЭПА 12121-II-E2; 2-я архитектура ЦПС)	АЧР, ЧАПВ	шт.	1	2
Кабельная продукция и материалы				
Наименование	**Рекомендуемый тип**		**Ед. изм.**	**Кол.**
Кабель контрольный S=1,5 мм^2, N=4-37	КВВГЭнг(А)-LS		м	60
Кабель контрольный S=2,5 мм^2, N=4-37	КВВГЭнг(А)-LS		м	30
Кабель оптический	Duplex LC-LC		м	90
Кабель витая пара 4х2х0,5	FTP Cat. 5e		м	50

Длины контрольных кабелей взяты ориентировочно и более точно определяются на этапе выполнения рабочей документации.

Содержание

Введение 2
Перечень принятых сокращений 3
1 Общие сведения 4
2 Краткая характеристика объекта 5
3 Состав устройств противоаварийной автоматики 6
4 Общие требования к устройствам ПА 7
5 Комплекс автоматической частотной разгрузки 8
5.1 Технические решения по устройству АЧР 8
5.2 Технические требования к устройству АЧР 9
6 Ведомость основного оборудования 13
Приложение А (Обязательное) Задание на проектирование 14
Приложение Б (Обязательное) Изменение № 1 к Заданию на проектирование 93
Приложение В (Обязательное) Изменение № 2 к Заданию на проектирование 106
Таблица регистрации изменений 130

Введение

Целью настоящей работы является разработка комплекса противоаварийной автоматики, сооружаемой в объемах, предусмотренных титулом «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино».

Работа выполнена в соответствии с требованиями следующих документов:

– Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики»;

– Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 13 июля 2020 г. № 556 «Об утверждении Правил создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме»;

– ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;

– ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях»;

– Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике», утвержденное решением Совета директоров ПАО «Россети» (протокол от 28.12.2024 № 673).

Перечень принятых сокращений

Обозначения и сокращения:

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- БНН – блокировка при неисправности цепей напряжения;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧ – высокочастотная;
- ДЦ – диспетчерский центр;
- ДС – деление сети;
- ЛАПНУ - локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
- МП – микропроцессорный;
- НКУ - низковольтное комплектное устройство;
- ОГ – отключение генераторов;
- ОН – отключение нагрузки;
- ОПУ – оперативный пункт управления;
- КЗ – короткое замыкание;
- УВ – управляющее воздействие;
- УОН – устройство отключения нагрузки;
- УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;
- ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение;
- РАС – регистратор аварийных событий;
- РЗ – релейная защита;
- ПА – противоаварийная автоматика;
- ПК – персональный компьютер;
- ПС – подстанция;
- САЧР – спецочередь АЧР;
- ЭМС – электромагнитная совместимость.

1 Общие сведения

Разработка проектной документации выполнена на основании следующих документов:

– Задание на проектирование от ПАО «Россети Московский регион» по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»;

– Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 22.12.2023 года № 31@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@», а также текущий проект ее корректировки;

– 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» в действующей редакции;

– Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» (ПС 110 кВ Ермолино) энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна» №И-24-00-208320/102 (договор ТП от 27.06.2024 № ИА-24-302-20736(208320)).

Объем проектируемых устройств противоаварийной автоматики (ПА) определен в соответствии с Заданием на проектирование и расчетами балансов и режимов, выполненных в комплекте: Д208320-330739/ПИР-ЭЭС «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания».

2 Краткая характеристика объекта

Объектом проектирования является новая подстанция классом напряжения 110 кВ, которая будет располагаться на территории, выделенной для строительства индустриального парка Дмитров, на земельном участке по адресу: Московская область, поселок Спас-Каменка.

Для подключения ПС 110 кВ Ермолино к энергосистеме разрезается существующая воздушная линии электропередач ВЛ 110 кВ Белый Раст – Икша №3.

Схема первичных соединений РУ 110 кВ выполняется по типовой схеме №110-7 «Четырехугольник», к которому подключаются:

- ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино;
- ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино;
- Два силовых двухобмоточных трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА.
- РУ 10 кВ выполняется по схеме №10-1 «одна секционированная система шин».

В соответствии с заданием на проектирование в объеме строительства ПС предусмотрена установка следующего основного оборудования и строительство сооружений:

- установка открытого распределительного устройства 110 кВ по типовой схеме №110-7 «Четырехугольник» с возможностью расширения в перспективе до схемы №110-8 «Шестиугольник»;
- установка 2-х двухобмоточных силовых трансформаторов Т-1, Т-2, 110/11 кВ, мощностью 25 МВА каждый;
- установка блочно-модульного здания ОПУ, совмещенного с ЗРУ 10 кВ;
- установка двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

3 Состав устройств противоаварийной автоматики

Состав устройств ПА на подстанции 110 кВ Ермолино определяется:

– заданием на проектирование по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»;

– пунктом 3.1 индивидуальных технических условий на технологическое присоединение ПС 110 кВ Ермолино к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион № И-24-00-208320/102;

– выводами сделанными на основе анализа расчета режимов сети, выполненного в комплекте - Д208320-330739/ПИР-ЭЭС.

В соответствии с вышеперечисленными документами на ПС 110 кВ Ермолино устанавливается комплект АЧР.

Расчет режимов сети не выявил необходимость установки других устройств противоаварийной автоматики.

4 Общие требования к устройствам ПА

Устройства ПА, в том числе АЧР должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 55105-2019 и ГОСТ 34045-2023.

Требования следующие:

1) не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов ПА с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики;

2) функции ПА, которые по принципу действия могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения, следует контролировать БНН. БНН должна действовать на блокировку функций ПА, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения;

3) устройство ПА не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

4) устройство ПА должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной безопасности, предусмотренным национальным законодательством. На объектах электроэнергетики должен быть проведен анализ электромагнитной обстановки и при необходимости разработаны и реализованы мероприятия по приведению уровня помех к допустимому;

5) устройство ПА должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства. В устройстве ПА должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП и во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.

6) для выполнения функции внутренней регистрации устройства ПА должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью до 1 мс.

7) в устройстве ПА должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

5 Комплекс автоматической частотной разгрузки

АЧР является частью автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ). АОСЧ предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.

АОСЧ обеспечивает прекращение процесса аварийного снижения частоты путем отключения потребителей, заведенных под очереди АЧР, а также частичное или полное восстановление питание отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты (ЧАПВ).

5.1 Технические решения по устройству АЧР

В рамках строительства подстанции Ермолино проектом предусматривается установка одного шкафа АЧР с применением микропроцессорных терминалов. Шкаф, с учетом перспективы расширения схемы подстанции, выполняется двухтерминальным и реализует управляющие воздействия на каждую секцию 10 кВ. На первоначальном этапе терминал №1 действует на присоединения 1 с.ш. 10 кВ, терминал №2 действует на присоединения 2 с.ш. 10 кВ. После расширения схемы подстанции - терминал №1 действует на присоединения 1 и 3 с.ш. 10 кВ, терминал №2 действует на присоединения 2 и 4 с.ш. 10 кВ.

Все функции АЧР выполняются в составе интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) выполняемых по II архитектуре построения цифровых подстанций.

ИЭУ АЧР включаются в шину процесса и шину подстанции по резервируемым интерфейсам с поддержкой протоколов МЭК 61850.

Обмен сигналами между ИЭУ АЧР и ИЭУ присоединений 10 кВ, а также воздействия на отключение и включение присоединений, заведенных под АЧР и ЧАПВ осуществляется с использованием цифровой шины по протоколу GOOSE в соответствии с МЭК 61850-8-1.

В устройствах АЧР реализуются алгоритмы очередей АЧР-1, АЧР-2 и ЧАПВ.

В устройствах предусматривается блокировка ступеней АЧР по скорости снижения частоты при выбеге электродвигательной нагрузки, с уставкой df/dt равной 10 Гц/с.

Контроль напряжения устройствами АЧР 10 кВ осуществляется от ТН 10 кВ аналоговыми сигналами.

Проектом предусматривается возможность вывода действия функций АЧР-1, АЧР-2, а

также ввода/вывода ЧАПВ с помощью оперативных электронных ключей.

Каждый терминал АЧР содержит алгоритм:

− АЧР-1 – быстродействующую АЧР, предназначенная для прекращения процесса снижения частоты;

− АЧР-2, медленнодействующую АЧР, предназначенную для восстановления частоты после действия АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

При срабатывании, устройство АЧР выдает команду на отключение нагрузки путем отключения заведенных под АЧР фидеров с запретом АПВ. В случае восстановления в системе частоты, АОСЧ реализует команду частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) и выдает команду на включение ранее отключенных фидеров. Диапазоны уставок для АЧР и ЧАПВ приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Диапазон уставок АЧР

Функция	Уставка по частоте, Гц	Уставка по времени, с	Уставка блокировки АЧР по скорости снижения частоты, Гц/с
АЧР-1	46,5 ÷ 48,8	0,15 – 0,3	10
АЧР-2	48,7 ÷ 49,0	5,0 – 50,0	10
ЧАПВ	49,4 ÷ 49,8	10	-

Окончательные уставки, объемы отключаемых нагрузок и необходимость ввода АЧР в работу определяет организация, выполняющая оперативно-диспетчерское управление энергосистемой.

Применяемые устройства АЧР должны обеспечивать правильное функционирование в диапазоне частоты электрического тока от 45 до 55 Гц.

Шкаф АЧР размещается в здании ОПУ, в помещении панелей РЗА.

Структурно-функциональная схема АЧР приведена на чертеже Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛО14-ГЧ л.1.

5.2 Технические требования к устройству АЧР

Устройство АЧР, выполненное на базе микропроцессорного терминала на ПС 110 кВ Ермолино должно соответствовать следующим требованиям:

- выдавать управляющие воздействия на отключение присоединений при снижении частоты в энергосистеме и достижении заданных уставок по частоте и по времени (функция АЧР);

- выдавать управляющие воздействия на включение присоединений, нагрузка которых

отключена действием АЧР, при повышении частоты в энергосистеме и достижении заданных уставок по частоте и по времени (функция ЧАПВ).

- устройство АЧР должно измерять частоту за время, не превышающее трех периодов промышленной частоты с погрешностью не более 0,02 Гц;

- устройство АЧР должно обеспечивать возможность задания:

а) для реализации функции АЧР:

1) САЧР, АЧР-1 - уставок срабатывания по частоте в диапазоне от 46,0 до 49,5 Гц с шагом не более 0,1 Гц, уставок возврата по частоте, превышающих уставку срабатывания по частоте на 0,1 Гц и уставок срабатывания по времени от 0,15 до 0,30 с с шагом не более 0,01 с;

2) АЧР-2 - уставок срабатывания по частоте в диапазоне от 48,5 до 49,6 Гц с шагом не более 0,1 Гц, уставок возврата по частоте, превышающих уставку срабатывания по частоте от 0,1 до 0,4 Гц и уставок срабатывания по времени от 3 до 90 с с шагом не более 0,1 с;

б) для реализации функции ЧАПВ:

1) уставок срабатывания по частоте в диапазоне от 49,0 до 50,5 Гц с шагом не более 0,1 Гц, уставок возврата по частоте на 0,1 Гц меньших уставки срабатывания по частоте, уставок срабатывания по времени в диапазоне от 5 до 240 с с шагом не более 1 с.

- в устройстве АЧР должна быть предусмотрена блокировка для предотвращения его срабатывания при выбеге электродвигателей. Блокировка срабатывания при выбеге электродвигателей должна сохраняться в том числе и после снижения частоты ниже 45,0 Гц. При реализации указанной блокировки по скорости снижения частоты устройство АЧР должно обеспечивать:

1) возможность задания уставки блокировки по скорости снижения частоты в диапазоне от 2 до 15 Гц/с с шагом не более 0,5 Гц/с. При этом по умолчанию значение блокировки должно устанавливаться производителем устройства АЧР равным 10 Гц/с;

2) время срабатывания измерительного органа по скорости изменения частоты, обеспечивающее блокировку ступеней АЧР с уставками срабатывания по времени от 0,15 с;

3) возможность задания коэффициента возврата измерительного органа по скорости изменения частоты от 0,20 до 0,99.

- устройство АЧР должно иметь не менее двух ступеней срабатывания для реализации функции АЧР;

- устройство АЧР не должно срабатывать при:

1) снижении частоты во время КЗ;

2) выбеге электродвигателей;

3) возникновении неисправностей в цепях напряжения;

4) потере цепей напряжения;

5) перезагрузке устройства;

6) замыкании на землю в одной точке в сети оперативного постоянного тока;

7) снятии, подаче оперативного тока (в том числе обратной полярности);

8) перерывах питания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока.

- после перерывов питания любой длительности и/или перезагрузки устройство АЧР должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования;

- устройство АЧР должно обеспечивать:

1) внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа работы устройства;

2) экспорт осциллограмм в формате COMTRADE.

- в устройстве АЧР должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств с сигнализацией о неисправности;

- в устройстве АЧР должна быть предусмотрена возможность синхронизации с глобальными навигационными системами. Все зарегистрированные в устройстве данные должны иметь метки всемирного координированного времени;

- устройство АЧР должно поддерживать синхронизацию времени по протоколу SNTP;

- устройство АЧР должно обеспечивать возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП объекта электроэнергетики и во внешние регистраторы аварийных событий и процессов;

Устанавливаемые устройства АЧР должны:

- обеспечивать поддержку протоколов обмена на основе стандартов МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE), с использованием шины процесса и шины подстанции;

- иметь возможность дистанционного управления, в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850, в объеме, позволяющем осуществлять оперативные переключения на ПС без постоянного обслуживающего персонала.

Применяемые устройства АЧР должны соответствовать требованиям стандартов:

– ГОСТ Р 59232-2020 ««Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройство автоматической частотной разгрузки. Нормы

и требования;

– ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования».

– СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» от 16.08.2016 г;

Номинальное напряжение питания устройства – 220 В постоянного тока. Номинальное напряжение измерительных цепей – 100 В переменного тока промышленной частоты.

6 Ведомость основного оборудования

Ведомость основного оборудования ПА, устанавливаемого на ПС 110 кВ Ермолино приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Ведомость основного оборудования

Наименование	**Функции**	**Ед. изм.**	**Кол.**	**Кол. ИУЭ в шкафу**
Основное оборудование				
Шкаф АЧР (ШЭПА 12121-II-E2; 2-я архитектура ЦПС)	АЧР, ЧАПВ	шт.	1	2
Кабельная продукция и материалы				
Наименование	**Рекомендуемый тип**		**Ед. изм.**	**Кол.**
Кабель контрольный S=1,5 мм^2, N=4-37	КВВГЭнг(А)-LS		м	60
Кабель контрольный S=2,5 мм^2, N=4-37	КВВГЭнг(А)-LS		м	30
Кабель оптический	Duplex LC-LC		м	90
Кабель витая пара 4х2х0,5	FTP Cat. 5e		м	50

Длины контрольных кабелей взяты ориентировочно и более точно определяются на этапе выполнения рабочей документации.

Приложение А (Обязательное)
Задание на проектирование

Приложение №6
к Договору № Д208320-330739/ПИР
от 06.03.2025г.

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

(подпись) **А.С. Куделин** (ФИО)

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

24.10.2024

№153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024

Задание на проектирование

**по титулу «Строительство ПС 110 кВ Ермолино
с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью
25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ
Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 – Ермолино
и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»**

ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

ООО „СвязьЭнергоСтрой"
(наименование организации)

Генеральный директор
(должность)

К.С. Рыбалко
(Ф.И.О.)

(подпись)

«____» _____ 20__ г.

М.П.

ГИП Александров П.А.
(Ф.И.О.) (подпись)

Идентификационный номер специалиста

П	И	-	1	3	5	5	9	9	

Москва 2024 г.

1. Основание для проектирования

1.1. Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом Минэнерго России от 22.12.2023 года №31@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@», 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. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский Регион» (ПС 110 кВ Ермолино) энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна» №И-24-00-208320/102 (договор ТП от 27.06.2024 № ИА-24-302-20736(208320)).

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

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

Также необходимо учесть следующие НТД:

– «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем» утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937.

– ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока», утвержденный и введенный в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30.10.2018 №51-пнст.

– ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях».

– ГОСТ Р 70358-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока».

– 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».

– Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Министерства энергетики РФ от 03.08.2018 №630.

– Методические указания по проектированию энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ

Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195».

– Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики».

– Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики».

– Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации 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».

– Порядок 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, утвержденный приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.02.2023 № 82.

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: строительство.

6.2. Перечень инвестиционных проектов, работ и программ, с которыми требуется координация решений проектной документации, разрабатываемой по данному ЗП:

– Реконструкция воздушных участков ВЛ 35 кВ Воробьево – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки, ВЛ 35 кВ Икша I – Вахромеево с отпайкой на ПС Зарамушки, ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст №3 по объекту: «Строительство улично-дорожной сети Индустриального парка "Дмитров". 1 очередь строительства» №153-13/152/2804 от 18.06.2024 (АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»).

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

6.4. Этапы разработки документации:

– **Выбор оптимального варианта проектирования (I этап 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 (II этап проектирования)** - 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 (III этап проектирования)** - 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 (IV этап проектирования)** - 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.

7. Основные характеристики проектируемого объекта.

7.1. В части ПС 110 кВ Ермолино и заходов от ВЛ 110 кВ Икша –

5

Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино:

Наименование мероприятия	Технологические решения
Номинальные напряжения (высший класс напряжения), кВ	110 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ	ОРУ 110 кВ КРУ 10 кВ
Тип схемы каждого РУ	ОРУ 110 кВ – схема «Четырехугольник» №7, КРУ 10 кВ – двухсекционное
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС	ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино, ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	ОРУ 110 кВ – 0 резервных ячеек КРУ 10 кВ – 0 резервных ячеек
Вид ЛЭП	ВЛ
Передаваемая мощность	Определяется при проектировании на основании расчета режимов
Длина трассы	Ориентировочная длина реконструируемого участка уточняется при проектировании.
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Уточняется при проектировании.
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 10-110 кВ: – привод выключателей 10-110 кВ должен быть энергонезависимым и запитан от СОПТ; – выключатели 10 кВ должны быть вакуумные; – выключатели 110 кВ должны быть элегазовые; – рассмотреть возможность оснащения автоматизированной системой мониторинга и диагностики (давление элегаза, коммутационный ресурс и др).

6

Наименование мероприятия	Технологические решения
	3. Измерительные трансформаторы: – применить цифровые или рассмотреть возможность оснащения аналоговых устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов (АЦП). 4. Силовые трансформаторы: Установка трансформаторов должна быть с применением поворотных катков с ребордой. Уклон крышки бака должен быть заложен в конструкцию трансформатора. Конструкция трансформатора должна обеспечить отсутствие необходимости подпрессовки обмоток и магнитопровода на весь срок службы трансформатора. При изготовлении трансформатора применять технологии и материалы, влияющие на потери в сторону уменьшения; Трансформатор должен быть оборудован: – необслуживаемыми воздухоосушителями; – автоматическими предохранительными клапанами с контактным устройством сигнализации срабатывания; – переключателем РПН вакуумного исполнения обладающим повышенным коммутационным ресурсом до первой ревизии не менее 300 000 переключений; – приводом РПН на виброгасителях; – пластинчатыми радиаторами системы охлаждения с противокоррозионным покрытием; – уплотняющей резиной со сроком службы не менее 30 лет; – газовым реле типа BF80 (или аналог) с двумя парами сигнальных и отключающих контактов; – струйным реле типа RS 2001 (или аналог) с двумя парами отключающих контактов; – защитной гибкой плёнкой для защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом (для трансформаторов мощностью 25 МВА и выше) и отсечным клапаном от ухода масла из расширительного бака; – высоковольтными вводами с твердой изоляцией; – фланцевыми соединениями с проточкой под кольцевую уплотняющую резину; – болтовым соединением разъёма бака; – устройством постоянной очистки масла - термосифонным фильтром; – устройством отбора газа из газового реле с уровня установки трансформатора; – табличкой-шильдиком, закрепляемой на баке трансформатора, с указанием основных параметров: тип трансформатора; номинальная мощность по обмоткам;

7

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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; – измерителями-сигнализаторами температуры и уровня масла с преобразователями. – оснащенные фланцами с шаровыми кранами для возможности подключения автоматизированной системы мониторинга и диагностики (АСМД). 5. КРУ 10 кВ: – ячейки КРУ должны быть двухстороннего обслуживания и иметь конструкцию предусматривающую перемещение выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при закрытой фасадной двери; – все заземляющие ножи в КРУ должны быть быстродействующие с пружинным механизмом; – ТН 10 кВ должны быть 4х обмоточные с тремя вторичными обмотками (по одному на секцию); – соединение шин в КРУ должно быть выполнено с применением тарельчатых шайб; – исполнение ячеек КРУ 10 кВ должно быть со средним выкатом; – моторизированный привод вката/выката в ремонтное положение тележек выключателей КРУ – ячейки КРУ 10 кВ должны быть оснащены технологическим видеонаблюдением, позволяющим контролировать положение втычных контактов выключателя; – оснащены встроенной системой автоматизированного on-line контроля нагрева контактных соединений и концевых муфт. Требования к системе on-line мониторинга температуры контактных соединений и концевых муфт в КРУ 10 кВ: – отсутствие необходимости технического обслуживания системы в течение всего срока службы КРУ 10 кВ; – беспроводная передача сигнала о нагреве от измеряющего датчика к считывателю (контроллеру); – отсутствие гальванических элементов питания датчиков или считывателей сигнала; – минимальная стоимость системы, незначительно влияющая на конечную общую стоимость продукции в целом;

8

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– отсутствие элементов системы, имеющих риски влияния на надежность защищаемого электрооборудования. 6. Система собственных нужд: – степень защиты корпусов шкафов должна быть не менее IP 43; – автоматы отходящих присоединений должны быть стационарные; – в каждом шкафу отходящих линий должны быть установлены групповые рубильники; – степень секционирования внутреннего объёма шкафа должна быть не менее 3b. 7. СОПТ, аккумуляторная батарея: – 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; – АБ должна иметь срок службы не менее 20 лет; – кабели «+» и «-» от АБ до ЩПТ должны быть проложены по разным трассам либо в одном диэлектрическом лотке, но в раздельных отсеках; – для соединения элементов АБ должны быть применены гибкие перемычки и болтовые соединения; 8. Блокировка ПС: – 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. 9. 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. 10. Применять в зданиях и сооружениях распределительных устройств 10 кВ устройства отпугивания животных. 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

9

Наименование мероприятия	Технологические решения
	полимерную изоляцию в соответствии с требованием Распоряжения ПАО «МОЭСК» от 13.05.2019 г. №429р. 12. Обеспечить наличие на ПС информационных и предупреждающих знаков в соответствии с требованиями Приказа 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». 13. 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. 14. 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.
Количество и мощность силовых трансформаторов	Т-1 мощностью 25 МВА (110/10 кВ), Т-2 мощностью 25 МВА (110/10 кВ). Мощность устанавливаемых на ПС 110 кВ Ермолино трансформаторов уточнить проектом в соответствии с пунктом 196, 198 «Методических указаний по проектированию развития энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286.
Реконструкция и технологические решения	**В части заходов:** Выполнить сооружение заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст №3 до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ермолино методом заход-выход с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино, ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино (марку, сечение провода и грозотроса, исполнение ЛЭП определить проектом). Величина наибольшего рабочего напряжения кабеля и электросетевого оборудования 110 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд

Наименование мероприятия	Технологические решения
	номинальных и наибольших рабочих напряжений» и составлять не менее 126 кВ. **В части ПС:** Установить два силовых трансформатора напряжением 110/10 кВ номинальной мощностью 25 МВА каждый, оснащенных РПН (тип и мощность определить проектом). Соорудить РУ 110 кВ по схеме 110-7 «Четырехугольник» с установкой четырех элегазовых выключателей 110 кВ. Отключающую способность устанавливаемых выключателей определить проектом. Соорудить новое двухсекционное КРУ 10 кВ, позволяющее разместить 14 линейных ячеек (по 7 линейных ячеек на каждую секцию) с возможностью установки дополнительных секций КРУ 10 кВ. Смонтировать по 4 линейные ячейки на каждую секцию с вакуумными выключателями. Тип, количество ячеек и отключающую способность устанавливаемых выключателей определить проектом. Выполнить строительство здания ОПУ совмещенного со зданием КРУ с размещением щита собственных нужд, щита постоянного тока, двух АБ, щита управления и релейного зала. Обеспечить минимизацию площади здания и помещений ОПУ и КРУ. Схему фазировки цепей первичной и вторичной коммутации выполнить в соответствии с указанием Мосэнерго № 41-24/93 от 20.07.1981 г. «Об упорядочении расцветки фаз оборудования и схем включения трансформаторов». Компоновочными решениями предусмотреть на ПС 110 кВ Ермолино место и возможность для расширения РУ 110 кВ 110-7 «Четырехугольник» до схемы РУ 110 кВ 110-8 «Шестиугольник», установки трансформаторов 110/35/10 (6) кВ мощностью не менее 25 МВА, сооружения РУ 35 кВ и дополнительного РУ 10 (6) кВ.
Система собственных нужд	Организовать систему собственных нужд с установкой двух трансформаторов собственных нужд, подключенных к шинам РУ-10 кВ сооружаемого РУ-10 кВ. Мощность устанавливаемых ТСН определить проектом.
Система оперативного тока (СОТ, СОПТ)	Организовать систему постоянного оперативного тока с установкой двух аккумуляторных батарей. Емкость АКБ определить проектом. Выполнить предпусковой диагностику состояния системы оперативного постоянного тока с привлечением специализированных организаций.
Требования к	1. Объем реконструкции ВЛ определить проектом.

11

Наименование мероприятия	Технологические решения
разделу ЛЭП	2. Работы в охранных зонах ВЛ должны проводиться по согласованию с филиалом ПАО «Россети Московский регион» - Северные электрические сети (далее – Филиал). 3. Прохождение ВЛ по новым трассам определить проектом. Получить землеотвод под новые трассы ВЛ. 4. Новые трассы ВЛ выбрать в соответствии с требованиями «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009г. №160 и Правил Устройства Электроустановок (ПУЭ) 7 издание. 5. Обеспечить оформление прав на земельные участки, необходимые для обеспечения строительства, а также оформление в пользу ПАО «Россети Московский регион»» прав землепользования в объеме прав для эксплуатации реконструируемых электросетевых объектов (собственность, аренда), в том числе, при необходимости, права ограниченного доступа на чужой земельный участок (сервитут). 6. Прохождение ВЛ по новым трассам согласовать со всеми собственниками объектов, попадающих в новые охранные зоны. 7. По окончании переустройства выполнить комплекс землеустроительных и кадастровых работ по корректировке охранной зоны с целью ее соответствия с фактическим расположением ВЛ и последующим внесением данных изменений в ФГКУ Росреестр. Провести техническую инвентаризацию с оформлением технических и кадастровых паспортов. 8. В соглашениях (договорах) с подрядными организациями, выполняющими работы в охранной зоне ВЛ, должны предусматриваться штрафные санкции за повреждение имущества, принадлежащего ПАО «Россети Московский регион» и производство работ в охранной зоне ЛЭП без согласования с Филиалом, а также компенсацию ущерба, нанесенного третьим лицам. 9. В качестве грозозащитного троса применить канат стальной, выполненный по СТО 56947007-29.060.50.015-2008, аттестованный ПАО «Россети» или ОКГТ (уточнить при проектировании). Сечение грозозащитного троса определить проектом. 10. На стадии проектирования одним из приоритетных вариантов рассмотреть возможность применения инновационных проводов Российского производства со стальным сердечником с профилированными проволоками верхних повивов (Z-образные, Ω-образные, стреловидные), а также с повышенными прочностными и (или) температурными

12

Наименование мероприятия	Технологические решения
	характеристиками. Марку и сечение провода определить проектом. 11. Применить унифицированные металлические опоры с числом цепей не более двух. 12. Для заходов на ПС применить концевые анкерные опоры. 13. На переходах через инженерные сооружения (АД, ЖД, ВЛ и т.д.) применить анкерные металлические опоры, крепление проводов к опорам выполнить сдвоенными гирляндами изоляторов с раздельным креплением к траверсам опор. 14. Исключить применение опор с вертикальным расположением цепей одна над другой. 15. При проектировании ЛЭП на стадии основные технические решения в разделе технико-экономическое обоснование в качестве одного из решений рассмотреть вариант применения опор, выполненных из композитных материалов или из гнутого профиля. 16. Провести инструментальное обследование технического состояния сохраняемых в результате проведения реконструкции опор и фундаментов. 17. Для участков ЛЭП, проходящих по лесам заповедников, заказников и лесопарковым зонам в качестве альтернативных решений рассматривать варианты с применением высотных опор. 18. Для обеспечения мониторинга и наблюдаемости состояния ВЛ 110 кВ на проводах около концевых опор в сторону ПС Икша и в сторону ПС Белый Раст установить Программно-аппаратные комплексы на базе модулей дистанционной диагностики (МДД), предназначенные для диагностики состояния воздушных линий электропередачи в режиме реального времени, получения основных физических параметров линии, а также информирования о возникновении аварийных ситуаций и прогнозирования вероятности их возникновения. 19. Предусмотреть установку изолирующих шлейфов на анкерных опорах ВЛ 110 кВ для предотвращения аварийных отключений по причине перекрытия изоляционного промежутка в результате жизнедеятельности птиц и посторонних воздействий. Шлейф должен быть выполнен по ТУ-3449-001-52819896-2018 из проводника СИП-7 и иметь с двух сторон аппаратные зажимы. В качестве натяжных зажимов применить прессуемые зажимы типа НАС-В. 20. К проекту приложить данные о пространственном положении электросетевых объектов до начала и после строительно-монтажных работ (в формате ESRI Shapefile, система координат WGS-84), с указанием наименования и

Наименование мероприятия	Технологические решения
	характеристик объекта. Отдельно передать геопривязанный генеральный план строительства/реконструкции в виде PDF и DFX-проектов. 21. На металлических опорах, в том числе опорах со стационарными лестницами для подъема, предусмотреть устройство стационарных жестких анкерных линий с возможностью дальнейшего применения средств защиты ползункового типа, а также стационарных анкерных точек для использования в качестве страховочной системы при работе на высоте (на траверсах опор). Жесткие анкерные линии и средства защиты ползункового типа должны быть выполнены по ГОСТ Р 58193/EN 353-1:2014. Средства защиты ползункового типа должны входить в комплект поставки ЖАЛ. 22. В соответствии с требованиями СТО 34.01-2.2-016-2016 «Маркеры для воздушных линий электропередачи» для обозначения проводов и тросов ВЛ, в целях раннего обнаружения их пилотами воздушных судов и перевозчиками негабаритных грузов по автодорогам, железным дорогам и водоемам, предусмотреть подвеску маркеров (сигнальных шаров-маркеров для обнаружения в светлое время суток, сигнальных ламп (заградительных огней) для ночного обнаружения). Исключить применение для монтажа шаров маркерных крепежных деталей и спиральной арматуры выполненных из магнитных материалов. С целью снижения нагрузки на провода ЛЭП при проектировании одним из вариантов рассматривать применение маркерного шара, совмещающего в себе дневную и ночную маркировку. 23. При прохождении ВЛ по населенной местности руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.210-2.5.219 и Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*. СП 42.13330.2016, утвержденного Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 30 декабря 2016 г. № 1034/пр. 24. В целях обеспечения безопасности населения и предотвращения вандализма необходимо предусмотреть на опорах защитные устройства, препятствующие несанкционированному подъему на опоры посторонних лиц. 25. Расстояние по горизонтали от проекции крайних проводов на землю до границ земельных участков жилой зоны должно соответствовать пунктам 2.5.217 и 2.5.218 ПУЭ 7 издание.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	26. При пересечении и сближении ВЛ между собой руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.220-2.5.230. 27. При пересечении водных пространств руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.268-2.5.272. 28. При пересечении и сближении ВЛ со взрывопожароопасными установками и трубопроводами руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.278-2.5.290. 29. При пересечении и сближении ВЛ с автомобильными дорогами руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.256-2.5.263. 30. При пересечении и сближении ВЛ с железными дорогами руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.249-2.5.255. 31. При пересечении, сближении или параллельном следовании ВЛ с трамвайными и троллейбусными линиями руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.264-2.5.267. 32. При сближении ВЛ с аэродромами и вертодромами руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.291-2.5.292, Федеральными авиационными правилами «Требования, предъявляемые к аэродромам, предназначенным для взлета, посадки, руления и стоянки гражданских воздушных судов», утвержденными приказом Министерства транспорта РФ от 25.08.2015 г. №262. 33. При пересечении и сближении ВЛ с сооружениями связи, сигнализации и проводного вещания руководствоваться требованиями ПУЭ 7 издания п.2.5.231-2.5.248. 34. На опорах ВЛ на высоте 2 – 3 метров должны быть нанесены постоянные знаки в соответствии с п.2.5.23 ПУЭ 7 издания. Внешний вид и размеры постоянных знаков должны соответствовать Методическим указаниям по нанесению диспетчерских наименований, информационных знаков и знаков безопасности на электросетевые объекты 0,4-220 кВ ПАО «Россети Московский регион». 35. В соответствии с требованиями СТО 34.01-24-001-2015 «Единый контент и стиль информационного сопровождения профилактики электротравматизма в электросетевом комплексе» предусмотреть установку знаков безопасности и информационных щитов. 36. Для обеспечения безопасного подъема на опору, без отключения ВЛ, наименьшие изоляционные расстояния по воздуху от проводов и арматуры, находящихся под

Наименование мероприятия	Технологические решения
	напряжением, до заземленных частей опор должны быть 150 см для ВЛ 110 кВ согласно ПУЭ 7 издания п. 2.5.125 табл. 2.5.17. 37. На реконструируемых и вновь строящихся участках произвести покраску опор в корпоративную символику в соответствии с Приложением 1 к Положению об управлении фирменным стилем ПАО «Россети Московский регион». 38. Пересечения двухцепных ВЛ 110 кВ с ВЛ 35-750 кВ, должно быть выполнено в соответствии с п.2.5.226 ПУЭ 7 издания в разных пролетах пересекающей ВЛ, разделенных анкерной опорой. 39. Применить линейную подвесную стержневую цельнолитую кремнийорганическую полимерную изоляцию с кислотостойким стержнем для IV степени загрязнения атмосферы с индикатором пробоя изоляции. 40. В качестве поддерживающих и обводных гирлянд предусмотреть установку изоляции с ПЗУ барьерного типа и с индикатором пробоя. 41. Применить многочастотные, безынерционные или широкополосные гасители вибрации. 42. Предусмотреть установку на опорах птицезащитных нетравмирующих антиприсадочных устройств для исключения гибели птиц и защиты ВЛ от загрязнений. 43. Для защиты от перекрытия изоляции ВЛ металлизированными лентами воздушных шаров, фольгированными воздушными шарами и другими токопроводящими объектами, а также для обеспечения препятствия перемещению птиц вдоль проводов ВЛ и горизонтально расположенных изоляторов предусмотреть установку на провода защитных экранов типа ЭЗШ. 44. Применить спиральную арматуру, выполненную из немагнитных материалов. 45. С целью обеспечения требуемых габаритов ВЛ рассмотреть вариант установки изолирующих траверс в качестве изолирующих подвесок на промежуточных опорах. 46. Минимальный габарит по вертикали при наибольшей стреле провеса проводов ВЛ 110 кВ до земли должен быть не менее 10 метров, до полотна автодороги – не менее 12 метров. 47. При пересечении и сближении с автодорогами расстояние по горизонтали от опор ВЛ до полотна автодороги должно соответствовать требованиям пунктов 2.5.256 – 2.5.263 ПУЭ 7 издания. Опоры ВЛ должны быть расположены за пределами полосы отвода ЖД. 48. При строительстве ВЛ необходимо обеспечить свободный подъезд автотранспорта к опорам, устанавливаемым

Наименование мероприятия	Технологические решения
	в новых местах, а также в проектной документации указать схемы технологических проездов к ВЛ. 49. При прохождении ВЛ по лесным массивам ширина просеки должна соответствовать охранной зоне: для ВЛ 110 кВ – 20 метров по горизонтали от проекции крайних проводов на землю в обе стороны от ВЛ. В проекте предусмотреть вырубку ДКР, угрожающих падением на провода деревьев, утилизацию порубочных остатков и вывоз деловой древесины с просеки ВЛ. 50. Разработать проект производства работ, предусматривающий минимальное время отключения действующих ВЛ. 51. В сметной документации предусмотреть затраты на демонтаж существующих участков ВЛ, с вывозом и передачей материалов на склад Филиала. 52. Заключить соглашение с Филиалом о взаимодействии и порядке проведения эксплуатационных работ на участках совпадения охранных зон ВЛ и железной дороги (п.13 «Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»). 53. Для всего применяемого при реконструкции ВЛ оборудования срок от даты его изготовления до поставки в ПАО «Россети Московский регион» должен быть не более 1 года. Оборудование должно быть новым, ранее не использованным. 54. Организация, разрабатывающая проект переустройства ВЛ, должна не менее чем за шесть месяцев до включения линий предоставить в Московское РДУ и в ПАО «Россети Московский регион»» следующие данные: – поопорный план (типы опор, длины пролетов между опорами, марки проводов и тросов в пролетах); – схему коридоров взаимоиндукции (показать трассу новой ВЛ, с какой ВЛ она идет на одних опорах, если на разных опорах, но в одном коридоре – указать расстояние между осями ВЛ). 55. В проектно-сметной документации предусмотреть затраты на проведение работ по замеру наведенного напряжения. Протоколы измерений наведенного напряжения приложить к передаваемой документации. 56. В проектно-сметной документации предусмотреть затраты на технический надзор во время строительства, приемку ЛЭП в эксплуатацию и благоустройство земельных участков после реконструкции. 57. Проектирование выполнить в соответствии со следующими документами: – Правила устройства электроустановок 6, 7 издание;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации; – Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.55.192-2014; – Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 г. № 160; – Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (новая редакция); – Методические указания по применению в ПАО «Россети Московский регион» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов; – Методические указания по нанесению диспетчерских наименований, информационных знаков и знаков безопасности на электросетевые объекты 0,4-220 кВ ПАО «Россети Московский регион». – Правила использования лесов для строительства, реконструкции, эксплуатации линейных объектов; – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок; – Средства защиты от падения с высоты ползункового типа на жесткой анкерной линии. Общие технические требования. ГОСТ Р 58193/EN 353-1:2014. – Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения; – Нормы аварийного запаса материалов и оборудования для восстановления воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше НР 34-70-002-82; – СП 48.13330.2011. Свод правил. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12.01-2004; – Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*. СП 42.13330.2016. – СП 12-136-2002. Свод правил по проектированию и строительству. Безопасность труда в строительстве. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ; – Стандарт организации ПАО «Россети». СТО 34.01-2.2-016-2016 «Маркеры для воздушных линий электропередачи»;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Стандарт организации ПАО «Россети». СТО 34.01-24-001-2015 «Единый контент и стиль информационного сопровождения профилактики электротравматизма в электросетевом комплексе»; – Стандарт организации. Грозозащитные тросы для воздушных линий электропередачи 35-750 кВ. Технические требования. СТО 56947007-29.060.50.015-2008 с изменениями от 30.10.2014; – Альбом унифицированных проектных решений по установке специальных птицезащитных устройств на опоры воздушных линий электропередачи. СПЗУ.ТПР.001. – Альбом типовых проектных решений по установке индикаторов короткого замыкания серии «Практик» на ВЛ 6-110 кВ. ИКЗП.ТПР.001. – РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ»; – Инструкция по организации производства работ сторонних организаций в охранных зонах воздушных (кабельных) линий электропередачи напряжением 35-500 кВ ПАО «Россети Московский регион»; – Регламент допуска персонала подрядных организаций для выполнения работ на объектах ПАО «Россети Московский регион». Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующими на момент разработки проектно-сметной документации. Настоящее ЗП не предоставляет право на проведение работ в охранных зонах ЛЭП.
Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания	1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области на год завершения каждого этапа сооружения объекта электроэнергетики и на Расчетный период[1], для характерных режимов, указанных в пункте 2 настоящего раздела. 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 Методических указаний

[1] Последний год периода, на который разработаны схема и программа развития электроэнергетических систем России (далее – СиПР ЭЭС России), актуальной на момент разработки проектной документации.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	по устойчивости энергосистем на год ввода объекта в эксплуатацию и на Расчетный период с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок. При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к объектам проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня. Результаты расчетов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, (авто-)трансформаторов ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети. На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима. В случае превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть усиление сети, а также замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов. 3. В составе раздела должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности и определены вид, количество, номинальные параметры и точки подключения СКРМ в районе размещения объекта проектирования на год ввода объекта в эксплуатацию и на Расчетный период, необходимость регулирования напряжения в сети с использованием РПН трансформаторов (автотрансформаторов), включая автоматическое изменение их коэффициента трансформации. При необходимости установки регулируемых СКРМ должны быть представлены соответствующие обосновывающие расчеты. В разделе должна быть произведена проверка БСК (иных СКРМ, имеющих в своем составе БСК) на возможную перегрузку токами высших гармоник и отсутствие условий для возникновения резонансных явлений при исходных фактических значениях, гармонических составляющих напряжения на шинах подстанции, к которой присоединяется БСК. Информация о фактических значениях показателей

Наименование мероприятия	Технологические решения
	качества электроэнергии предоставляется Заказчиком. Мероприятия по компенсации реактивной мощности и поддержанию требуемых уровней напряжения на объектах электроэнергетики рассматриваемого района электрической сети, определенные проектом, необходимо выполнить до окончания сооружения ПС 110 кВ Ермолино и заходов ВЛ 110 кВ Икша - Белый Раст № 3. 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 ввода объекта в эксплуатацию и на Расчетный период. По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающего напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ (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.). 5. В составе раздела должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети, прилегающей к объекту проектирования для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, на год ввода объекта в эксплуатацию и на Расчетный период с учетом этапности сооружения существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок. По результатам расчетов должны быть определены: – предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– необходимые виды, объемы и дискретность управляющих воздействий ПА для обеспечения устойчивости и допустимых параметров электроэнергетического режима. 6. Величина наибольшего рабочего напряжения электросетевого оборудования 10 кВ и 110 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 12 кВ и 126 кВ соответственно. 7. Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания выполнить с учетом актуальной СиПР ЭЭС России. 8. 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 результатов 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. 9. 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 сооружения 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.
Расчетные модели	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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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). 2. Расчетные модели формируются для каждого этапа сооружения ПС 110 кВ Ермолино и на Расчетный период. 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).
Изоляция, защита от перенапряжений и заземление	**В части заходов**: 1. Предусмотреть наличие в проектной документации данных по проводимости (удельному сопротивлению) грунтов ВЛ 110 кВ. 2. При применении двухцепных опор, наличии пересечений и прохождении ВЛ в одном коридоре с другими ВЛ, учесть в смете проведение работ по замерам наведенного напряжения после монтажа ВЛ 110 кВ. Протоколы измерений наведенного напряжения приложить к передаваемой документации. 3. На двухцепных ВЛ 110 кВ и выше для снижения количества двухцепных грозовых перекрытий применить усиление изоляции одной из цепей на 20-30 % по сравнению с изоляцией другой цепи (ПУЭ п 2.5.128). **В части ПС**: 1. Применить для защиты от перенапряжений взрывобезопасные необслуживаемые ОПН 110, 10 кВ с полимерной (силиконовой) изоляцией. 2. Предусмотреть оснащение ОПН 110 кВ приборами контроля тока проводимости под рабочим напряжением для выявления разрядных процессов и предотвращения аварийного выхода ОПН из строя. 3. Для РУ 10 кВ выполнить предварительный расчет емкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ. С учетом полученных значений и перспективы развития сети выбрать оборудование компенсации емкостных токов (реактор

Наименование мероприятия	Технологические решения
	заземляющий дугогасящий плавнорегулируемый однофазный масляный с автоматическим регулированием, трансформатор подключения ДГР соответствующей мощности на каждой секции 10 кВ). Предусмотреть оснащение ДГР микропроцессорным блоком автоматического регулирования. Требования к автоматике настройки ДГР определяются в разделе противоаварийной и режимной автоматики. 4. Предусмотреть в проекте выполнение предпусковой диагностики (с учетом требований электромагнитной совместимости) заземляющего устройства ПС с выдачей паспорта ЗУ и схемой построения защитных зон молниеотводов. 5. Для обеспечения эксплуатации устанавливаемого оборудования обеспечить комплектование персонала службы диагностики филиала диагностическими приборами (мост переменного тока, мост постоянного тока, тепловизионная камера, установка для испытания трансформаторного масла (п.9.5, п.9.8, 9.20, 9.21 СТО 34.01-23.1-001-2017)). Технические спецификации подготовить и согласовать в рамках проектной документации.
Электромагнитная совместимость	На ПС должны быть выполнены следующие требования инструкций и методических указаний по ЭМС: – 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, 2004г. – «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок» РД 153-34.0-20.525-00, Москва, СПО ОРГРЭС, 2000 г. – «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. – Для обеспечения ЭМС необходимо: – выполнить в составе проекта отдельный том по обеспечению ЭМС; – в соответствии с актом обследования электромагнитной обстановки на подстанции выполнить необходимый объем работ по обеспечению ЭМС; – проводить повторную проверку электромагнитной обстановки после завершения работ по обеспечению ЭМС, предписанных актом; – по открытой части ПС кабели вторичной коммутации должны прокладываться в лотках, соответствующих всем требованиям по электромагнитной совместимости (ЭМС);

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– 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; – 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; – в проекте предусматривать финансирование работ по проверке электромагнитной обстановки на подстанции и устранение выявленных недочётов.
Релейная защита и автоматика (РЗА)	1. Проектирование релейной защиты и автоматики и последующие строительно-монтажные и пусконаладочные работы по РЗиА выполнить в соответствии с результатами предпроектного обследования объекта с учётом следующих нормативно-технических документов: – «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем» (РД СТО 34.01-4.1-011-2020); – Распоряжение ОАО «МОЭСК» №203р от 20.03.2014 года «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики»; – Распоряжение ОАО «МОЭСК» №385р от 09.06.2014 года «Об утверждении требований к оформлению схем размещения защит». – 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». 2. Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учётом требований изготовителей устройств РЗА, приложения Б ПНСТ 283 2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока» и ГОСТ Р 70358-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	3. Определение времени до насыщения устанавливаемых/заменяемых ТТ должны производиться в соответствии с ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях». 4. Необходимый объем модернизации, реконструкции, замены устройств релейной защиты и автоматики определить проектом. 5. Разработать алгоритмы АПВ ЛЭП 110 кВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.). 6. Релейную защиту и автоматику ПС 110 кВ Ермолино выполнить с использованием микропроцессорных (МП) терминалов, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния. 7. Необходимо обеспечить обязательное привлечение производителя оборудования РЗА на инженерное сопровождение проекта, включающее контроль стадии проектирования, приемку из наладки и один цикл технического обслуживания. 8. Проектом должно быть предусмотрено применение специализированных проверочных устройств и программного обеспечения для вновь устанавливаемого комплекса РЗА для проведения испытаний ТТ 6-110 кВ, оборудования ВЧ защит (ДФЗ, в том числе противоаварийную автоматику), оборудования сложных и простых защит, переносной АРМ на базе Notebook для проведения плановых проверок 9. Предусмотреть поставку ЗИП в количестве 1 устройства РЗА каждого типоисполнения. 10. 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 изменением параметров линий, 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. 11. Технические требования по РЗА: 1. Линии 110 кВ: 1.1.1. На сооружаемой ПС 110 Ермолино для каждой

Наименование мероприятия	Технологические решения
	ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино должно быть установлено по два комплекта основных защит каждой транзитной линии 110 кВ на МПТ. Защиты должны быть функционально совместимы с установленными со стороны ПС 750 кВ Белый Раст и ПС 110 кВ Икша I. 1.1.2. На сооружаемой ПС 110 Ермолино для каждой ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино должно быть установлено по одному комплекту резервных защит на МПТ. 1.1.3. Комплекты основных защит должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям. 1.1.4. На реконструируемой ПС на каждой ВЛ 110 кВ длиной 5 км и более, а также на каждой КВЛ 110 кВ с кабельными вставками по концам линии, длиной воздушного участка 5 км и более, при этом суммарная длина кабельных вставок не должна превышать 20% всей длины КВЛ, должно быть установлено устройство ОМП на МПТ. Место установки прибора ОМП согласовать с УРЗА ЭС ПАО «Россети Московский регион» и СРЗА Московского РДУ по принадлежности и диспетчерскому управлению оборудования. 1.1.5. На сооружаемой ПС 110 Ермолино на каждой ВЛ 110 кВ должны быть установлены комплекты АУВ на МП терминалах. 1.1.6. Разработать алгоритмы АПВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.). 2. Распределительное устройство 110 кВ: 2.1.1. На каждом выключателе 110 кВ предусмотреть установку микропроцессорного терминала (МПТ) управления выключателем. 2.1.2. Предусмотреть УРОВ выключателей 110 кВ. 2.1.3. Предусмотреть установку микропроцессорного терминала дифференциальной защиты ошиновки 110 кВ трансформатора. 3. Силовые трансформаторы 110 кВ: 3.3.1. На каждом вновь устанавливаемом силовом трансформаторе 110 кВ мощностью 25 МВА должен быть установлен комплект ДЗТ и комплект резервных защит 110 кВ на микропроцессорных терминалах (МПТ). Комплекты защит должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям. 3.3.2. На силовом трансформаторе напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА должно быть установлено устройство АРНТ на МПТ. 3.3.3. При установке реактора 10 кВ для защиты ошиновки

Наименование мероприятия	Технологические решения
	10 кВ должны быть установлены дифференциальные токовые защиты ошиновки (ДЗО) с действием на выходные реле трансформатора, выполненные на МПТ. 3.3.4. На вводном выключателе 10 кВ предусмотреть установку микропроцессорного терминала защит. 3.3.5. На фидерах 10 кВ предусмотреть установку микропроцессорных терминалов защит. 3.3.6. Оптическую защиту шин КРУ 10 кВ выполнить в соответствии с распоряжением ПАО «МОЭСК №№ 745р от 29.10.2012. 3.3.7. Для газовой защиты вновь устанавливаемых силовых трансформаторов 110 кВ или при установке двух комплектов ДЗТ существующих силовых трансформаторов 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 вновь устанавливаемых силовых трансформаторов 110 кВ установить устройства контроля изоляции цепей газовой защиты. 3.3.8. Защиту минимального напряжения на каждой секции 10 кВ выполнить на МП терминалах. 3.3.9. Предусмотреть установку комбинированного устройства автоматики ДГК 10 кВ и определения поврежденного фидера (ОПФ) или отдельного устройства ОПФ. 4. Комплекс регистрации аварийных процессов (КРАП): 4.7.1. На ПС должен быть установлен КРАП. На ПС с суммарным количеством выключателей 35-220 кВ до 5 включительно должен быть установлен централизованный КРАП в одном шкафу. На ПС с суммарным количеством выключателей 35-220 кВ более 5 предусмотреть распределённый КРАП. 4.7.2. КРАП должен быть подключён к централизованной системе контроля и регистрации аварийных процессов ПАО «Россети Московский регион». 4.7.3. Выполнить КРАП в соответствии с требованиями Распоряжения № 495р от 13.08.2014. 4.7.4. Предусмотреть запас по аналоговым и дискретным входам для подключения резервных ячеек 6-110 кВ. 4.7.5. Шкаф КРАП должен иметь два сервера, с взаимным резервированием. 5. В состав рабочей документации по РЗА должны входить: 5.1. Пояснительная записка, включающая расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на

Наименование мероприятия	Технологические решения
	объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, в связи с включением нового оборудования, а также бланки уставок, содержащие параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, предусмотренные производителем устройства РЗА, и их значения, выбранные по результатам расчета. 5.2. Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии). 5.3. 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. 5.4. Схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА. 5.5. Заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии программного обеспечения для микропроцессорных устройств РЗА. 5.6. Схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА. 5.7. Схемы организации цепей напряжения устройств РЗА. 5.8. Принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей. 5.9. Технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации. 6. 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 основных и резервных защит оборудования (ЛЭП, шин) напряжения 110 кВ и 220 кВ 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.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	7. Проектную документацию согласовать с филиалом ПАО «Россети» МЭС Центра и собственниками смежных энергообъектов.
Противоаварийная, режимная и сетевая автоматика	1. На основании разработанного Тома РЭР и ТКЗ: а. определить виды необходимых для установки устройств противоаварийной автоматики (ПА) и сетевой автоматики (СА) на ПС и в прилегающей сети; б. определить объемы управляющих воздействий, а также перечень токоприемников, подключаемых под действие АОПО и АОСН (состав фидеров и возможности их отключения); в. разработать алгоритмы функционирования устройств АОПО, АОСН и АВР; г. разработать принципиальные и функционально-логические схемы устройств АОПО, АОСН и АВР. 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. 3. Определить настройку и режимы работы устройств автоматического повторного включения (АПВ). 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). 5. Выполнить установку устройств автоматики регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой (АРНТ), обеспечивающих уровни напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013. 6. Определить тип и количество устройств, уставки ПА и СА (уставки устройств АОПО, АОСН, АВР на основании пп. а), б), в), г) п.1). 7. При разработке технических решений по установке устройств ПА и СА: а. определить возможность использования существующих устройств ПА и СА; б. определить списки сигналов, передаваемых к/от устройств ПА и СА из/в РДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ДЦ Московского РДУ; в. списки передаваемых сигналов, технические решения, обеспечивающие передачу информации между объектами,

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 Московский регион», на объектах которых проектом предусмотрена установка устройств ПА и СА; 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. 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.
Организация цифровой системы связи	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, «Правилам проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше» СТО 56947007-33.180.10.172-2014 и Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 г. № 97. 1. Получить в Московском РДУ технические условия на организацию каналов передачи информации телемеханики от ПС 110 кВ Ермолино на ДЦ Московского РДУ. 2. Получить в филиале ПАО «Россети» – МЭС Центра и выполнить технические условия на заход волоконно-оптического кабеля связи, размещение оборудования связи и выделение ресурса цифровой системы передачи на ПС 750 кВ Белый Раст. 3. Получить в ФГУП «Канал имени Москвы» и выполнить технические условия на заход волоконно-оптического кабеля связи и размещение оборудования связи на ПС 110 кВ Икша I. 4. Выполнить устройство волоконно-оптических линий связи с использованием волоконно-оптического кабеля связи емкостью 48 оптических волокон:

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– ПС 110 кВ Икша I – ПС 110 кВ Ермолино с установкой отпаечной муфты в направлении ПС 35 кВ Базарово; – ПС 110 кВ Ермолино – ПС 750 кВ Белый Раст с установкой отпаечных муфт в направлении ПС 110 кВ Солнечногорск и ПС 35 кВ Воробьево. 5. При устройстве волоконно-оптических линий связи применить волоконно-оптические кабели с оптическими волокнами, произведенными в странах ЕАЭС. 6. Способ устройства, трассы и марки волоконно-оптических кабелей связи, а также типы отпаечных муфт и схемы разварки ОВ в них определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 7. Выполнить разварку оптических волокон на оптических кроссах и в отпаечных муфтах. 8. Построить цифровую систему передачи ПС 110 кВ Икша I – ПС 110 кВ Ермолино – ПС 750 кВ Белый Раст – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» с установкой оборудования связи: <u>ПС 110 кВ Икша I:</u> – при необходимости доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). <u>ПС 110 кВ Ермолино:</u> – мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). <u>ПС 750 кВ Белый Раст:</u> – доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). <u>Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион»:</u> – при необходимости доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). 9. Создаваемая цифровая система передачи должна быть включена в систему управления с Центрального узла связи ПАО «Россети Московский регион». 10. Разработать схему тактовой синхронизации мультиплексоров СЦИ создаваемой цифровой системы

Наименование мероприятия	Технологические решения
	передачи, взаимоувязанную с существующей тактовой системой синхронизации ПАО «Россети Московский регион». 11. На ПС 110 кВ Ермолино 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». 12. 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. 13. В соответствии с разделом «Противоаварийная и режимная автоматика» проектной документации по данному титулу и ГОСТ Р 55105-2012 для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной автоматики, организовать не менее двух независимых (по географически разнесённым трассам) каналов связи в каждом направлении передачи информации. 14. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы диспетчерской телефонной связи на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 15. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи технологической информации из АСУ ТП ПС 110 кВ Ермолино в АСДУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с требованиями раздела «По автоматизированной системе телеконтроля и управления». 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. 16. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи информации

Наименование мероприятия	Технологические решения
	телемеханики на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – ДЦ Московского РДУ. 17. Организовать каналы связи для передачи информации автоматизированной системы мониторинга и диагностики высоковольтного оборудования на информационных направлениях: – ПС 110 кВ Ермолино – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион»; – ПС 110 кВ Ермолино – центральная служба диагностики ПАО «Россети Московский регион». 18. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для системы учёта электроэнергии АИИС КУЭ на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет». 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 ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 19. В соответствии с требованиями разделов «Системы технологического видеонаблюдения» и «Охранные мероприятия» организовать каналы связи для передачи информации видеонаблюдения на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – пункт управления системами видеонаблюдения. Адреса пунктов управления системами видеонаблюдения согласовать с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион», а также управлениями эксплуатации ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 20. 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 ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 21. Схему организации связи согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 22. В случае принятия решения об организации или реконструкции высокочастотных каналов связи, РЗ и ПА необходимо:

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– 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; – 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). 23. Построить СКС и ЛВС ПС 110 кВ Ермолино. Объем сооружения СКС и ЛВС определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 24. На ПС 110 кВ Ермолино установить диспетчерский коммутатор. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 25. На ПС 110 кВ Ермолино обеспечить звукозапись диспетчерских переговоров. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 26. На ПС 110 кВ Ермолино 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». 27. Электропитание оборудования комплекса средств связи должно осуществляться от системы гарантированного и бесперебойного электропитания ГОСТ 5237-83 и соответствовать в отношении надежности энергоснабжения – первой категории. Оборудование связи, имеющее возможность электропитания от нескольких источников, должно быть запитано от двух независимых вводов. Оборудование связи оснастить собственной системой бесперебойного электропитания. Емкость аккумуляторных батарей собственной системы бесперебойного электропитания должна обеспечивать питание нагрузки в течение 6 часов. Устройства системы электропитания: выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы (в специальных шкафах) разместить в аппаратной связи, негерметичные аккумуляторы в специальном помещении.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Схемы электропитания оборудования связи должны быть разработаны в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления» № 11619тм-т1. Схемы электропитания оборудования связи для каждого объекта, на котором устанавливается оборудование связи, а также тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать для их оперативной коммутации с помощью со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 28. Все интерфейсные окончания трибутарных модулей цифровых систем передачи, систем коммутации, ТМиТИ и другого оконечного оборудования должны быть выведены на пассивное кроссовое оборудование съемных перемычек или шнуров с возможностью параллельного контроля сигналов, передаваемых по этим цепям. 29. Применяемые кабели связи, оборудование, изделия, материалы и программное обеспечение должны быть включены в 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, https://reestr.digital.gov.ru) и Единый реестр российской радиоэлектронной продукции (постановление Правительства Российской Федерации от 10.07.2019 г. № 878, https://gisp.gov.ru/pprf/marketplace/#/). 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 30. Оборудование связи на объектах ПАО «Россети Московский регион» должно располагаться в телекоммуникационных шкафах двухстороннего обслуживания. 31. 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). 32. В смете и спецификации предусмотреть: – комплект ЗИП для ремонта станционного и линейного оборудования связи; – эксплуатационный (аварийный) запас волоконно-оптического кабеля согласно распоряжению ПАО «МОЭСК» № 409-1097р от 06.12.2007 г.; – затраты на проведение технического надзора при проектировании и строительстве волоконно-оптических линий связи. Тип, количество и комплектацию ЗИП согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 33. 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. 34. 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. 35. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино выполнить в виде отдельного тома. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино должен быть согласован со службой СДТУ СЭС – филиала

Наименование мероприятия	Технологические решения
	ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. Электронную копию проектной документации по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *dwg (AutoCAD) представить в управление развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион». 36. По завершению работ по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино 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».
Автоматизированная система телеконтроля и управления	На ПС 110 кВ Ермолино установить систему автоматизации подстанции по архитектуре МЭК61850 с созданием шины процесса и шины 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 подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ» и требованиям Положения о Единой технической политике ПАО Россети. 1. Общие требования к системе: 1.1. Система автоматизации должна обеспечивать: – оперативное управление (технологическое и диспетчерское); – информационную поддержка и контроль систем РЗА и других специализированных систем автоматического управления/регулирования устанавливаемых/реконструируемых на ПС; – мониторинг состояния и эксплуатации основного технологического оборудования с интеграцией устанавливаемых на ПС систем мониторига и диагностики; – синхронизацию времени для всех устанавливаемых на ПС автоматизированных систем; – обеспечение информационной безопасности. 1.2. Построить шину подстанции и шину процесса в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV).

Наименование мероприятия	Технологические решения
	1.3. 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: – SSD и SCD файлы должны быть разработаны на базе языка SCL в соответствии с актуальной схемой, определенной в МЭК 61850; – в SSD файле должны быть описаны однолинейная схема ЦПС и логические узлы с привязкой к элементам однолинейной схемы; – в SCD файле должны содержаться описание подстанции (однолинейной схемы), описание коммуникаций между устройствами, описание интеллектуальных электронных устройств и описание шаблонов типов данных. 1.4. Оснастить нецифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов. 1.5. Предусмотреть возможность расширения системы автоматизации по количеству данных до 20%. 1.6. Обеспечить резервирование электропитания оборудования системы автоматизации. Предусмотреть подключение системы бесперебойного питания к независимым секциям ПСН и к ПСПТ. 1.7. Определить ЗИП необходимый для эксплуатации системы автоматизации по ГОСТ 27.507-2015, включить ЗИП в комплект поставки оборудования. Состав ЗИП согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион». 2. Требования к организации оперативно-технологического управления 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» телеинформации в соответствии с требованиями: – п.3 «Технических требований по организации каналов связи для оперативных переговоров и передачи телеметрической информации при выполнении ЦУС операционных функций в отношении объектов диспетчеризации», утвержденных ПАО «Россети» 29.12.2017г. с учетом требований п. 3.8. – Приложения 4 к Соглашению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «МОЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Типовому составу телеинформации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС». – Составу аварийно-предупредительной сигнализации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в Московское РДУ. 2.2. Организовать сбор и передачу на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» АПТС и телеизмерений от МП РЗА, ОМП, СОПТ, ЦСН, ОПС. Объем телеинформации уточнить на этапе проектирования 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». 2.3. Организовать дистанционное управление из ДП ПАО «Россети Московский регион» всеми коммутационными аппаратами ПС (включая Р и ЗН). 2.4. На основе полученных в Московском РДУ технических условий на организацию передачи телеметрической информации от ПС 110 кВ Ермолино до ДЦ Московского РДУ обеспечить передачу от ПС 110 кВ Ермолино 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. 2.5. 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. 2.6. Передача телеинформации от ПС 110 кВ Ермолино на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» должна производиться в протоколе МЭК-60870-104 и МЭК61850 с возможностью выбора протокола передачи данных путем изменения программных настроек головного устройства системы автоматизации на ПС. 3. 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион» 4. Проектом предусмотреть комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности системы автоматизации и каналов передачи телеинформации. 5. Разработка документации для согласования проекта с АО «СО ЕЭС». 5.1. 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. 5.2. Проектную документацию согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ. 5.3.Разработать программу-методику комплексных испытаний системы автоматизации согласовать её с Московским РДУ и ПАО «Россети Московский регион».
Учет электроэнергии	1.Требования к проектированию. 1.1. Разработка и проектирование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Ермолино должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов. 1.2. До выполнения строительно-монтажных работ необходимо разработать дополнение к проектной документации на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Ермолино. Проект выполнить отдельным томом, электронную копию представить в «Энергоучёт» - филиал ПАО «Россети Московский регион» и ДМиККЭ ИЛ ПАО «Россети Московский регион». 1.3. Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены на ПС 110 кВ Ермолино: 1.3.1. В РУ-110 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – линейных, – вводах трансформаторов, – ремонтной перемычки (при наличии), – обходного выключателя (при наличии). 1.3.2. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – вводах трансформаторов. 1.3.3. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – отходящих линий, – присоединениях ДГК (при наличии).

Наименование мероприятия	Технологические решения
	1.3.4. ЩСН-0,4 кВ (Собственные нужды ПС) - на вновь устанавливаемых присоединениях: – присоединениях ТСН/ДГУ, в т.ч. резервного ТСН (при наличии), – присоединений хознужд (при наличии). 1.4. В качестве приборов учета для присоединений, указанных в п. 1.3.1, 1.3.2, 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). В качестве приборов учета для присоединений, указанных в п. 1.3.3, 1.3.4, использовать статические интервальные счетчики электроэнергии, класса точности 0,2S/0,5. Применяемые приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2021. 1.5. Для ПС 110 кВ Ермолино установить 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 и применения цифровых многофункциональных счетчиков электроэнергии с использованием МЭК 61850-9-2 (SV) определить проектом. Количество узлов учета электроэнергии в АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом. Конкретные типы и модификации счетчиков и УСПД согласовать с «Энергоучёт» - филиалом ПАО «Россети Московский регион». 1.6. Предусмотреть этапность / последовательность выполнения работ по модернизации системы АИИС КУЭ, согласно этапам/последовательности выполнения реконструкции ПС. 1.7. 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. 1.8. Проектная и эксплуатационная документация должна выполняться в соответствии с требованиями: – Единой системы конструкторской документации ЕСКД; – ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 34.602-2020, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.603-92 - Комплекс стандартов на автоматизированные системы;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– ГОСТ 24.104-85, ГОСТ 24.701-86 – Система технической документации; – ГОСТ 19.101-77, ГОСТ 19.201-78 - Единая система программной документации. Проектные и эксплуатационные документы должны быть согласованы в электросетевом филиале, филиале ПАО «Россети Московский регион» - «Энергоучёт» и утверждены в ПАО «Россети Московский регион». 1.9. 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. 1.10. Для измерительных каналов необходимо: – на присоединениях РУ-110, 10 кВ, указанных в п.1.3.1, 1.3.2 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); – на присоединениях РУ-10 кВ, указанных в п. 1.3.3 раздела «Учет электроэнергии» установить измерительные трансформаторы тока в трех фазах с отдельной вторичной обмоткой для цепей учета с классом точности 0,2S и измерительной обмоткой с классом точности 0,5; трансформаторы напряжения должны иметь отдельную вторичную обмотку для цепей учета; необходимо обеспечить работу данной вторичной обмотки трансформаторов напряжения в классе точности 0,2. – на присоединениях 0,4 кВ (присоединения ТСН), указанных в п.1.3.4 раздела «Учет электроэнергии», установить отдельные измерительные трансформаторы тока в трех фазах для учета с классом точности не ниже 0,2S; – 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	МЭК 60044-7-2010, СТО 34.01-5.1-009-2021, МЭК 61850, в частности МЭК 61850-9-2 (SV); – 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). 1.11. В проекте предусмотреть основной и резервные каналы передачи данных между УСПД на ПС 110 кВ Ермолино и сервером АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион». Подключение каналов связи к УСПД осуществить по интерфейсу Ethernet. Произвести параметрирование УСПД ПС и сервера АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с объёмами выполняемых работ по этапам реконструкции ПС. 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. 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. 1.12. Аппаратная часть ИК должна быть защищена от воздействия электромагнитных полей и механических повреждений. 1.13. 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). 1.14. Средства коммерческого учета и данные коммерческого учета об энергопотреблении на всех уровнях должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений. 1.15. 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	УСПД). Необходимо обеспечить подключение к источнику бесперебойного питания технических средств коммерческого учета электроэнергии уровня ИВКЭ, устанавливаемых на подстанции. 1.16. В проекте отдельным разделом выполнить расчет численности персонала, выполняющего техническое обслуживание АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино в ччас/год. 2. Требования к монтажу. 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. 2.2. Счетчики должны устанавливаться на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию (ПУЭ, п.1.5.29.). 2.2.1. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.3.1 раздела «Учет электроэнергии», установить в отдельных панелях/шкафах учета. 2.2.2. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4, раздела «Учет электроэнергии», установить на дверях ячеек. 2.3. Предусмотреть резервирование ТН, используемых для учета. 2.4. Информационные цепи выполнять контрольным экранированным кабелем с необходимым количеством жил; прокладку информационных цепей на территории ПС выполнять морозоустойчивым кабелем в броневой оболочке; исключить совместную прокладку информационных и силовых кабелей. *В случае применения измерительных ТТ, ТН с отдельным аналоговым выходом для учета:* 2.5. Производить подключение электросчетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения отдельным кабелем. 2.6. Вывести вторичные измерительные цепи тока и напряжения на специальные испытательные блоки, (испытательные коробки), установленные в непосредственной близости от электросчетчиков и обеспечить возможность их пломбировки. 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	присоединений 110 кВ на территории ПС выполнять кабелем в броневой оболочке; допускается выполнять вторичные цепи напряжения присоединений 10 кВ неэкранированным кабелем (проводом), при прохождении цепей только внутри релейных отсеков и соблюдении требований о предотвращении несанкционированного доступа к цепям учета. 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. 2.9. Предусмотреть автоматические выключатели в цепях напряжения, используемых для учета; предусмотреть испытательные блоки в цепях ТН, используемых для учета. 2.10. Трансформаторы тока в ячейках КРУ, ПСН должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности: от 1 ВА до Sном. 3.Требования к вводу АИИС КУЭ в эксплуатацию 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. 3.2 Ввод в опытную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС 3.2.1. Рабочей комиссии должны быть представлены: – смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; – утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, – рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»; – паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; – 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, – сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений, – паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94,

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– структура базы данных (существующая), – акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, – акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ, – 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, – протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ, – программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021. 3.2.2. Решение о вводе АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию принимается рабочей комиссией и оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию. 3.3. Ввод в промышленную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС: 3.3.1. Рабочей комиссии должны быть представлены: – смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; – утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, – рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»; – паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; – 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, – сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений, – паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94. – структура базы данных (существующая), – акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, – акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ – 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.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021. – протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ. – акт завершения опытной эксплуатации, – протокол соответствия АИИС КУЭ ПС утвержденному Техническому заданию, – 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). 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.
Метрологическое обеспечение	**В части заходов:** 1. Проект «Метрологическое обеспечение» выполнить отдельным томом. 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. 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". 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. 5. В проекте указать: 5.1. номера действующих Свидетельств об утверждении типа средств измерений и номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, на все используемые средства измерений; 5.2. типы, метрологические характеристики применяемых средств измерений; 5.3. методики (методы) измерений (допускается указание ссылок на утвержденную методику (метод) измерений

Наименование мероприятия	Технологические решения
	в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 5.4. нормативные документы содержащие требования к выполнению измерений и средствам измерений. 6. Средства измерений, в том числе устройства регистрации частичных разрядов, датчики системы диагностики и мониторинга воздушных линий, измерительные датчики тока, напряжения, температуры и других физических величин, применяемые для мониторинга, контроля и наблюдения за технологическими параметрами, должны иметь: 6.1. на момент согласования проектной документации – Свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 6.2. на момент ввода в эксплуатацию – Свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология"). 7. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов Российской Федерации и ПАО «Россети». **В части ПС:** 1. Проект «Метрологическое обеспечение» выполнить отдельным томом. 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. 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". 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.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	5. В проекте указать: 5.1. Типы, метрологические характеристики применяемых средств измерений; 5.2. Методики (методы) измерений (допускается указание ссылок на утвержденную методику (метод) измерений в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 5.3. Нормативные документы содержащих требования к выполнению измерений и средствам измерений; 5.4. Номера действующих Свидетельств об утверждении типа средств измерений и номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, на все используемые средства измерений; 5.5. Перечни информационно-измерительных каналов с расчетом погрешности ИИК; 5.6. Проверку нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ и ТН; 5.7. Перечень измеряемых на объекте параметров и точек (мест) измерений, диапазоны изменений измеряемых параметров и перечня влияющих на результат измерения внешних величин; 5.8. Отнесение измеряемого параметра к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений; 5.9. Требования к нормам точности измерения параметров; 5.10. Необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС; 5.11. Основные требования по выбору СИ; 5.12. Основные требования к метрологическому обеспечению СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация). 6. 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: 6.1. на момент согласования проектной документации:

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 6.2. на момент ввода в эксплуатацию: – свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология"); – положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети». 7. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов Российской Федерации и ПАО «Россети». 8. 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. 9. Щитовые измерительные приборы всех присоединений подключать к обмоткам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 по аналоговому выходу ТТ и ТН, при отсутствии возможности подключения протоколов МЭК 61850 (Передачу информации на вышестоящие уровни требуется осуществлять в формате протоколов МЭК 61850). 10. При размещении цифровых щитовых приборов обеспечить возможность безопасного подключения калибровочного оборудования при проведении периодической калибровки в процессе эксплуатации СИ. 11. Автоматизированная система мониторинга и диагностики на момент ввода в эксплуатацию должна иметь действующие: 11.1. на момент согласования проектной документации: Свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин"); 11.2. на момент ввода в эксплуатацию: Свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология"); 11.3. положительное заключения аттестационной комиссии ПАО "Россети". 12. Требования к измерениям:

Наименование мероприятия	Технологические решения

№ п п	Место выполнения измерений		Измеряемые величины**				
			Ток, А	Напряжение, В (кВ)	Мощность активная, Вт (кВт, МВт)	Мощность реактивная, вар (квар, Мвар)	Частота, Гц
1	РУ 10 кВ	ТСН	1	1			
2		ВЛ(КЛ)-10 кВ	1		1		
3		Ввод-10 кВ	3		1		
4		секция шин 10 кВ		3			
5	РУ 110 кВ	ВЛ-110 кВ	3		1	1	
6		Ввод 110 кВ	3		1	1	
7		секция шин 110 кВ		3			1

**1 – последовательное измерение параметра по фазам;
3 – параллельное измерение параметра по фазам.

13. Технические требования к щитовым приборам:
– габариты передней панели 120х120 мм;
– глубина не более 70 мм;
– возможность программирования коэффициента трансформации через кнопки управления на лицевой панели и индицирования коэффициента трансформации и измеряемого значения с учётом установленного коэффициента трансформации;
– должны быть оснащены интерфейсами RS485, USB (для подключения внешних устройств хранения информации, компьютера для сервисного обслуживания и т.п.);
– поддержка протокол МЭК 61850 (для работы в составе систем автоматизации и информационно-измерительных систем);
– отображающие на табло значения Uф, Uл, Iф, Iл, n, Q, P и cosφ;
– наличие аналогового выхода 4-20 мА;
– потребляемая мощностью не более 7 В*А;
– работа в температурном диапазоне - 40 ºС до +50 ºС;
– относительная влажность воздуха не более 95 % при температуре +35 °С;
– напряжение питания – сеть переменного тока напряжением (85-240) В и частотой (45-65) Гц или постоянное напряжение (100-265) В;
– степень защиты по передней панели не хуже IP55;
– межповерочный интервал не менее 10 лет;
– класс точности не хуже 0,5;
– гарантийный срок службы не менее 60 мес;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– средний срок службы не менее 25 лет; – срок наработки на отказ не менее 200 000 ч.; – не имеют отрицательного опыта эксплуатации на энергообъектах ДЗО ПАО «Россети»; – цвет индикаторов цифровых щитовых электроизмерительных приборов необходимо на стадии проектирования согласовать с филиалом; – высота знака не менее 20 мм; – приборы должны реализовывать функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемых величин. Выход измеряемой величины за установленные значения должен индицироваться световой индикацией на лицевой панели. Значения контролируемых величин должны устанавливаться в условиях эксплуатации кнопками, установленными на передней панели; – входное сопротивление цепи измерения тока не более 20 мОм; – входное сопротивление цепи измерения напряжения не менее 1 Мом.
Качество электроэнергии	1.Общие требования 1.1 Тип прибора согласовать с Дирекцией метрологии и контроля качества электроэнергии на этапе проектирования. 1.2 В качестве приборов учета с функцией контроля качества электрической энергии на секции шин 10-110 кВ подстанции использовать «Binom 335» или аналогичные. 1.3 Приборы должны: – соответствовать классу А по ГОСТ 30804.4.30-2013 «Методы измерений показателей качества электроэнергии» – обеспечивать измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» – обеспечивать формирование протоколов качества электрической энергии в соответствии с действующими стандартами нормативной документации. – соответствовать требованиям МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV) 2. Установка приборов 2.1 Для обеспечения непрерывности измерений предусмотреть резервирование питания приборов контроля качества электроэнергии, устанавливаемых на подстанции, или подключение к источнику бесперебойного питания. 2.2 Предусмотреть резервирование информационных цепей ТН, используемых для контроля качества электроэнергии. 2.3 Для решения задач по компоновке и расположению

Наименование мероприятия	Технологические решения
	приборов контроля качества электрической энергии и сопутствующего оборудования рекомендуется использовать типовые шкафы системы контроля качества электроэнергии. Приборы контроля качества электрической энергии должны устанавливаться на панелях, щитах, имеющих жесткую конструкцию. 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. 3. Передача данных 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. 3.2 Организовать удаленный доступ из отдела (сектора) контроля качества электроэнергии филиала ПАО «Россети Московский регион» – Южные 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. 4. Требования к разработке проекта 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» – Южные электрические сети и утвержден в ПАО «Россети Московский регион». 4.2 Проект должен содержать – Схему электрическую однолинейную с указанием точек контроля качества электрической энергии – Структурную схему построения системы контроля качества электрической энергии – Электрическую схему подключений СИ ПКЭ к ТТ и ТН

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Схему электрическую принципиальную питания системы контроля качества электрической энергии – Схему электрическую принципиальную периферийного оборудования – План, показывающий месторасположение шкафа контроля качества электроэнергии и электрических проводок, кабелей связи. – Чертеж, изображающий внешний вид шкафа контроля качества электроэнергии 5. Требования к сдаче в эксплуатацию 5.1. По окончании работ передать в филиал ПАО «Россети Московский регион» – Южные 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. 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».
Охранные мероприятия	В соответствии с требованиями приказа ПАО «Россети» от 22.01.2020 № 18 «Об утверждении Порядка обеспечения антитеррористической защищенности объектов ДЗО ПАО «Россети» 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: 1. Контрольно-пропускные пункты (КПП) (при наличии постов охраны); 2. Наружное ограждение (включая верхнее и нижнее дополнительные ограждения; 3. Въездные ворота и противотаранные заграждения; 4. Комплекс технических средств безопасности: – система сбора и обработки информации (ССОИ); – система охранная телевизионная (СОТ); – система контроля и управления доступом (СКУД); – система охранной периметральной сигнализации (СОПС); – система охранной сигнализации (СОС); – система тревожной сигнализации (СТС); – система охранного освещения (СОО);

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– система оповещения внутриобьектовая (СО); – система оперативной связи (СОЗ); – система электропитания (СЭ). 5. Инженерные и технические средства противодействия беспилотным аппаратам. 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. 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.
Информационная безопасность	Применяется в случае модернизации, реконструкции или создания системы АСУ ТП (ТМ), СДТУ, МП РЗА, АСМД и дистанционного управления КА. 1. <u>Состав представляемых на рассмотрение материалов проектирования</u>: – анализ угроз безопасности информации и разработку модели угроз безопасности информации или ее уточнение (при ее наличии); – категории значимости объекта информационной инфраструктуры; – решения по организационным и техническим мерам обеспечения информационной безопасности объектов информационной инфраструктуры; – требования к применяемым программным и программно-аппаратным средствам, в том числе средствам защиты информации; – требования к защите средств и систем, обеспечивающих функционирование объекта информационной инфраструктуры (обеспечивающей инфраструктуре); – требования к информационному взаимодействию значимого объекта с иными объектами критической информационной инфраструктуры, а также иными информационными системами, автоматизированными системами управления или информационно-телекоммуникационными сетями.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	2. Требования к предоставляемым материалам в части подсистемы Информационной безопасности: – Руководящие указания по установке и настройке средств защиты информации, настройке программных и программно-аппаратных средств безопасности объектов информационной инфраструктуры; – Руководящие указания по риск-ориентированному управлению объектами информационной инфраструктуры (ИТТ активами), организации в рамках процесса эксплуатации установки критических обновлений программного обеспечения для объектов; – 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; – Разработать и согласовать программу информирования и обучение персонала объекта информационной инфраструктуры; – 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; – Представить решения по централизованному управлению подсистемой безопасности объектов информационной инфраструктуры (при необходимости); – Разработать и согласовать план мероприятий по обеспечению безопасности объектов информационной инфраструктуры на случай возникновения нештатных (непредвиденных) ситуаций;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Разработать и согласовать проект Акта категорирования объекта критической информационной инфраструктуры. – Материалы проектной и рабочей документации в части информационной безопасности согласовать с подразделением информационной безопасности Предприятия электрических сетей, Департаментом комплексной безопасности персонала, объектов и информационной безопасности ПАО «МОЭСК», а также иными заинтересованными лицами. 3.Требования по обеспечению информационной безопасности. Требования по обеспечению информационной безопасности 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». Обеспечить создание подсистемы информационной безопасности, а также обеспечить выполнение: – требований 187-ФЗ от 26.07.2017г. «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и подзаконных актов; – требований Приказа ФСТЭК от 14 марта 2014 г. № 31 - не ниже 3 класса защищенности автоматизированной системы управления; – требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» не ниже уровня 1 Г; – 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); – 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); Применяемое оборудование должно быть включено в Реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации. Применяемое программное обеспечение должно быть

Наименование мероприятия	Технологические решения
	включено в Единый реестр российских программ для электронно-вычислительных машин и баз данных. Применяемое оборудование и программное обеспечение средств информационной безопасности, сети передачи данных, 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». 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». При проектировании и выполнении работ, учесть мероприятия, выполняемые в рамках смежных проектов. 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. Обеспечить комплексную защиту информации, определяющей режим функционирования и/или раскрывающей систему защиты конкретного объекта, в случае ее передачи за пределы контролируемой территории. 1) Оборудование структурных компонентов (функциональных систем и подсистем) систем обеспечения безопасности объекта, а также помещений, в которых размещаются центральный и локальные пульты управления с устанавливаемым в них оборудованием, должно проводиться с учетом реализации технических мероприятий по защите

Наименование мероприятия	Технологические решения
	информации. 2) На структурные компоненты (функциональные системы и подсистемы) систем обеспечения безопасности объекта, разработать модели угроз для каждого типа энергообъекта. 3) Обеспечить целостность информации при передаче по внешним каналам связи по протоколу МЭК 670-5-101/104 с использование шифрования или технологии инспекции промышленных протоколов. 4) Обеспечить целостность информации при передаче по внешним каналам связи по протоколу МЭК 670-5-101/104 с использование шифрования. 5) Требования информационной безопасности, применяемые на всех объектах защиты: – в случае наличия парольной защиты доступа, все пароли по умолчанию должны быть изменены; – 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; – 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; – встроенные учетные записи на всех компонентах объектов защиты должны быть отключены; – высший приоритет применения на объектах защиты должны иметь механизмы доступа с применением многофакторной аутентификации; – незадействованный функционал и компоненты объектов защиты должны быть отключены; – 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; – по всем компонентам объектов защиты должны быть установлены процедуры обновлений безопасности, время применения обновления безопасности на компонентах объектов защиты не должно превышать 24 часов. 6) Требования информационной безопасности, применяемые к информационно-телекоммуникационной сети (далее - ИТС): – должен быть организован периметр технологического сегмента ИТС Объекта. Организация сетевого периметра ИТС

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Объекта должна быть обеспечена посредством межсетевых экранов; – физическое соединение технологического сегмента ИТС Объекта с остальной ИТС Объекта при ее наличии, должно обеспечиваться только через устройство, реализующее функции межсетевого экранирования; – физическое соединение технологического сегмента ИТС Объекта с остальной ИТС Объекта при ее наличии, должно обеспечиваться только через устройство, реализующее функции межсетевого экранирования; – выделение сегментов должно обеспечиваться посредством, одновременного применения следующих технологий и методов в порядке эффективности защиты (при наличии такой возможности): – физическое выделение, посредством организации сегментов за счет выделенных коммутирующих устройств, подключаемых только к межсетевым экранам (наиболее защищенный вариант); – 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); – VLAN; – VRF. На каждом из Объектов в ИТС должны быть выделены сегменты управления: – сегмент управления ИТС (имеет доступ персонал, осуществляющий функции управления ИТС); – сегмент управления АСТУ (имеет доступ персонал, осуществляющий функции управления АСТУ); – сегмент управления подсистемами ИБ; – сегмент оперативного управления Объектом (имеет доступ персонал, осуществляющий оперативное управление оборудованием Объекта); – доступ к технологическому сегменту ИТС и другим входящим в него сегментам АС должен осуществляться только из сегмента оперативного управления; Взаимодействие сегментов должно ограничиваться следующими правилами: – доступ к сегментам управления из других сегментов запрещен; – взаимодействие между сегментами должно происходить исключительно через средства межсетевого экранирования;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– взаимодействие между сегментами автоматизированных систем должно обеспечиваться в случае необходимости только посредством выделения специализированных выделенных «буферных» сегментов; – правила на межсетевых экранах должны быть максимально точными включая указание адресов назначения и источника, портов назначения и источника; – для взаимодействия с внешними сетями и АС должны создаваться «демилитаризованные» зоны – сегменты сети, в которые могут обращаться внешние «потребители» и из которых исключена возможность инициации соединений во внутренние сегменты сети Объекта; – служебные протоколы оборудования, образующего ИТС, должны быть доступны только из сегмента управления ИТС; – должны быть отключены неиспользуемые и небезопасные (передающие информацию по сети в открытом, незашифрованном виде) протоколы и сервисы на сетевом оборудовании; – неиспользуемые порты на коммутационном оборудовании должны быть отключены логически и физически; – доступ на уровне ИТС должен осуществляться в случае необходимости дополнительных мер с применением протоколов 802.1x и фильтрации MAC адресов; – устройства беспроводной связи должны находиться физически и логически за организованным периметром ИТС Объекта; – технологические протоколы необходимо строго изолировать от внешнего проникновения; – на сетевом оборудовании должны быть включены функции от подмены сетевых адресов и меры защиты от внедрения ложной маршрутной информации в протоколы маршрутизации; – должен быть включен сбор событий на уровне трафика в сети и передаваться на сервер подсистемы мониторинга информационной безопасности для контроля легитимности сетевых соединений. 7) Требования информационной безопасности, применяемые к автоматизированным системам (далее АС): – 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 обоих АС; – при необходимости сбора необходимой информации с АС, указанные АС должны позволять передавать информацию посредством отправки технологической и другой информации

Наименование мероприятия	Технологические решения
	инициируя соединения самостоятельно (по примеру протокола Syslog). Методы в виде опроса сервисов, баз данных и т.д. систем должны быть исключены; – должно обеспечиваться резервирование конфигураций и баз данных АС; – все применяемые АС должны иметь актуальную и доступную проектную и эксплуатационную документацию; – в целевом исполнении АС должны иметь механизмы электронной подписи и криптографической защиты информации, а также должны обладать процедурами двойного контроля или паритета ответственности, когда выполнение критических действий невозможно выполнить одновременно одним лицом; – прямой доступ к базам данных АС должен быть исключен; – 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; – 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). 8) Требования информационной безопасности, применяемые к автоматизированным рабочим местам (далее АРМ) и серверам: – На серверах АС и АРМ в обязательном порядке должны быть установлены средства антивирусной защиты с актуальными обновлениями; – Должна быть исключена возможность использования внешних устройств беспроводной связи на серверах и АРМ (блокировка необходимых портов как физически, так и логически); – 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; – Должны быть включены пароли на доступ к встроенному ПО (BIOS, UEFI, сервисы управления) серверов и АРМ; – Должен применяться только необходимый и согласованный состав ПО на АРМ и серверах. При наличии возможности со стороны средств безопасности, установленных

Наименование мероприятия	Технологические решения
	на АРМ и серверах должна быть реализована политика белых списков в отношении, используемого ПО; – В целом исполнении доступ к АРМ и серверам должен обеспечиваться посредством средств многофакторной аутентификации; – Подключение к сети Интернет АРМ, с которых осуществляется выполнение критических операций должно быть запрещено; – Должен производиться контроль за хранением на серверах и АРМ парольной информации. В случае выявления должны быть инициированы проверки целостности скомпрометированных узлов и незамедлительная замена парольной информации для всех учетных записей, а также ревизия учетных записей; – 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. 9) Требования к оборудованию: – На всем технологическом оборудовании Объекта и оборудовании безопасности имеющим функции управления, должны быть максимально использованы функции безопасности при их наличии; – Оборудование должно подключаться только к своим сегментам ИТС; – Неиспользуемый функционал и интерфейсы связи должны быть отключены. 10) Требования к подсистемам информационной безопасности: Минимальный состав подсистем ИБ должен состоять из: – подсистемы антивирусной защиты; – подсистемы межсетевого экранирования ИТС и конечных узлов; – подсистемы анализа сетевого трафика и обнаружения компьютерных атак; – подсистемы мониторинга информационной безопасности (централизация сбора и анализа событий безопасности регистрируемых на конечных узлах Объекта с целью контроля и выявления нарушений). Предусмотреть сбор событий информационной безопасности для передачи в САЦ сетевой компании. Необходимость разработки мероприятий защиты информации для каждого конкретного объекта определяется по результатам предпроектного обследования. Использовать отдельные туннелированные каналы связи

Наименование мероприятия	Технологические решения
	(стандарт VPN) для телеизмерений, учёта и качества электроэнергии, средств физической безопасности). Создаваемые в рамках проводимых работ центральные и удаленные пульты 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. Требования к участникам: Участник торгово-закупочных процедур или член коллективного участника, чьими силами планируется выполнение работ в части обеспечения информационной безопасности, на момент подачи заявки должен отвечать следующим требованиям по наличию: – Лицензии ФСТЭК на деятельность по технической защите конфиденциальной информации согласно п.п. б), г), д), е) ст.4 Положения введенного Постановлением Правительства РФ 2012 года № 79; – Лицензии ФСБ на осуществлении работ по пунктам 2, 3, 8, 9, 12-14, 21-23 «Перечня выполняемых работ и оказываемых услуг, составляющих лицензируемую деятельность, в отношении шифровальных (криптографических) средств». 5.Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации (ПД): – Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». – Политика ПАО «Россети» в области информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций (Политика ИТТ, утверждена Советом директоров ПАО «Россети» (Протокол от 11.09.2017 №276). – ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения».
Системы технологического видеонаблюдения	1. На подстанции провести обследование мест расположения первичного оборудования. Определить места установки видеокамер системы технологического видеонаблюдения. 2. Система технологического видеонаблюдения должна обеспечивать: – визуальный контроль помещений ЗРУ и ОРУ цифровой ПС с основным технологическим оборудованием;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– визуальный контроль за работой и состоянием отдельных элементов, функциональных узлов и измерительных приборов оборудования; – визуальный контроль за помещениями оборудованными системами пожаротушения с анализом видеоинформации и формированием тревожных сигналов (визуальное обнаружение возгорания, наличие людей в защищаемом помещении, визуальный контроль работы систем противопожарной защиты); – визуальный контроль зон установки шкафов с микропроцессорным оборудованием и шкафов управления; – визуальный контроль положения дистанционно управляемых коммутационных аппаратов на ОРУ, ЗРУ; – визуальный контроль за безопасным выполнением работ персоналом ремонтных бригад в помещениях с повышенной опасностью, ОРУ, ЗРУ. 3. Результаты обследования согласовать с ПАО «Россети Московский регион». 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». 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. 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. 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	козырек, обеспечивать надежную работу в соответствующих климатических условиях, обеспечены устройствами грозозащиты. 8. Система технологического видеонаблюдения должна взаимодействовать с системой противопожарной защиты и обеспечивать приоритетное отображение на экране монитора зоны, из которой поступил сигнал тревоги. 9. Устройства контроля и управления должны обеспечивать последовательное и полиэкранное воспроизведение изображений от всех видеокамер, а также возможность одновременного просмотра и записи поступающих видеосигналов. 10. Видеокамеры должны обеспечивать возможность передачи изображения и управления с рабочего места удаленного пользователя после прохождения индивидуальной аутентификации пользователем. 11. Разрешение видеокамер должно обеспечивать на мониторах четкое изображение поступающих видеосигналов. 12. Электропитание устройств видеонаблюдения должно осуществляться от сети 220 В через устройство бесперебойного питания, работающее в режиме «ON-LINE».
Пожарная безопасность	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». 2. Для обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений в проектной документации должны быть обоснованы: – противопожарный разрыв или расстояние от проектируемого здания или сооружения до ближайшего здания, сооружения или наружной установки; – принимаемые значения характеристик огнестойкости и пожарной опасности элементов строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения; – принятое разделение здания или сооружения на пожарные отсеки; – расположение, габариты и протяженность путей эвакуации людей при возникновении пожара, обеспечение противодымной защиты путей эвакуации, характеристики пожарной опасности материалов отделки стен, полов и потолков на путях эвакуации, число, расположение и габариты эвакуационных выходов; – характеристики или параметры систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– меры по обеспечению возможности проезда и подъезда пожарной техники, безопасности доступа личного состава подразделений пожарной охраны и подачи средств пожаротушения к очагу пожара, параметры систем пожаротушения, в том числе наружного и внутреннего противопожарного водоснабжения; – организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности здания или сооружения в процессе их строительства и эксплуатации. 3. При установке (реконструкции) противопожарных систем применять оборудование, позволяющее осуществлять его дистанционную настройку, управление и мониторинг состояния. 4. Приложить расчет категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, выполненный только расчетом в соответствии с действующими нормативными документами с учетом проектируемых технологических процессов, используемых технологических сред, геометрических размеров помещений, способов размещения, фактического количества и физико-химических параметров пожарной нагрузки. 5. 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».
Охрана труда при реконструкции действующих объектов электроэнергетики	1. Правил 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); 2. Правила по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте (утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 11.12.2020 №883н); 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); 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, 08.02.2024 № 136).
Энергетическая эффективность	1. Определить расход электрической энергии на собственные нужды ПС и расход электрической энергии на хозяйственные нужды с учетом: а) расчёта для выбранного типа (авто)трансформаторов расхода электрической энергии на технические потери и систему охлаждения при запланированном цикле нагрузки;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	б) 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). 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 декабря 2008 г. № 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. 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). 4. Обеспечить установку автоматики включения/отключения по температурному режиму на отопительные приборы и устройства кондиционирования подстанции в помещениях, используемых обслуживающим персоналом (общеподстанционный пункт управления, складские помещения, помещения, используемые персоналом подразделений РЗА). 5. Предусмотреть установку энергоэффективного освещения. В туалете, коридорах, на лестницах и в складских помещениях установить автоматику отключения освещения. 6. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Энергетическая эффективность», в электронном виде.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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.
Инженерно-обеспечивающие системы	Обеспечить выполнение в полном объеме, предшествующих проектированию и строительству топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, и экологических изысканий и исследований на площадке строительства объектов. Объем изысканий и исследований должен соответствовать нормативным требованиям и быть достаточным для обоснования технических решений, надежности и безопасности объекта. 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 до городской системы водостока. Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических объектов должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет. При строительстве зданий и сооружений преимущественно применять каркасные или модульные конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями, при строительстве крупногабаритных зданий допускается применение кирпича. Фундаменты зданий выполнить в соответствии с геологическими изысканиями грунтов, исключающих в процессе эксплуатации их выдавливание и проседание, выполнить защитную гидроизоляцию фундаментов, фундаменты модульных зданий в зависимости от инженерно-геологических изысканий должны быть свайные, столбчатые, ленточные. При наличии полуподвальных и подвальных помещений они должны обеспечиваться наружной дренажной системой отвода грунтовых, талых и дождевых вод, иметь наружную гидроизоляцию оснований и стен. Конструкция крыши должна быть одно, двух (или более)

Наименование мероприятия	Технологические решения
	скатной с жестким кровельным покрытием и антигололедными системами, снегозадержателями с организованным водостоком. 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. Входные и наружные двери всех помещений необходимо выполнять из металла с внутренними замками. Здания должны быть оборудованы: отоплением, вентиляцией, пожарной сигнализацией, специализированные помещения должны быть оборудованы в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. На вентиляционных проемах и отверстиях установить металлическую сетку с мелкой ячейкой, для препятствия проникновения мелких животных и птиц. Места прохода коммуникаций через наружные стены должны заделываться гидроизоляционными материалами. Помещения для работы обслуживающего персонала должны оборудоваться системами водоснабжения и канализации и подключатся к централизованным источникам, а при их отсутствии, устройство септиков накопителей. Систему хозяйственно-питьевого водопровода зданий выполнить из стальных оцинкованных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75*, систему внутренней бытовой канализации зданий выполнить из полипропиленовых канализационных труб по ГОСТ 32414-2013, (при наличии в районе строительства городских инженерных сетей, водопровода и канализации). Наружные сети хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода низкого давления следует предусматривать из полиэтиленовых труб по ГОСТ18599-2001.Наружные самотечные сети бытовой канализации - из полипропиленовых гофрированных труб по ГОСТ Р 54475-2011, (при наличии в районе строительства городских инженерных сетей, водопровода и канализации). В качестве фундаментов под оборудование следует применять облегченные предварительно - напряженные железобетонные стойки, сплошные блоки из тяжелого бетона, железобетонные сваи, монолитные и винтовые сваи. Стальные опоры под оборудование, а также стальные детали железобетонных стоек порталов и опор под оборудование должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего цинкования. При устройстве фундаментов под трансформаторы и

Наименование мероприятия	Технологические решения
	маслоприемных устройств маслонаполненного оборудования использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона. При устройстве маслохозяйства (маслоприемников, маслоотводов и маслосборника) необходимо руководствоваться требованиями ПУЭ 6-7 изд. (п.4.2.69). Маслосборник оборудовать КИПиА уровня заполнения резервуара с выводом сигнализации в здание ПС. Дно маслоприемника аварийного слива масла от трансформатора должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка с засыпкой гравием только отводящего приямка по металлической решетке, что выполняет роль огнепреградителя. Для защиты железобетонных фундаментов от воздействия агрессивных сред в зависимости от степени этого воздействия следует применять соответствующие марки бетона В25, по водонепроницаемости W6-W8 и морозостойкости F200, а также бетон на сульфато-стойком цементе. В качестве дополнительной защиты при необходимости может применяться покрытие фундаментов гидроизоляцией (в том числе их надземной части) в соответствии с действующими нормами. При обустройстве территории ОРУ спланировать территорию. В местах проезда специализированного транспорта устроить асфальтовое или бетонное (возможно использование дорожных плит) дорожное покрытие. На территории ОРУ кабели необходимо прокладывать надземным способом в кабельных каналах. Кабельные каналы должны быть уложены на специальных бетонных (или железобетонных) основаниях с уклоном не менее 0,2% по спланированной трассе таким образом, чтобы не препятствовать стоку ливневых вод. При наличии в днищах наземных лотков проемов, обеспечивающих выпуск ливневых вод, создавать уклон не требуется. Предусмотреть при необходимости переходы через кабельные каналы. В виде двухсторонних металлических лестниц, огражденных поручнями с двух сторон. Шириной ступени 250-300 мм и подступенком 150 мм. Металл необходимо защитить от коррозии.
Здания и сооружения	На основании Приказа от 05.03.2013 г. №185 проводить оформление паспортов на здания и сооружения, как дополнительные технические паспорта к паспортам БТИ на вводимые в эксплуатацию новые здания и сооружения, согласно Приложению №1 и Приложению №2 к приказу №185.

Наименование мероприятия	Технологические решения
Разработка дизайнерских решений	При разработке Архитектурно-градостроительного решения объекта капитального строительства необходимо руководствоваться требованиями действующего в ПАО «Россети Московский регион». Руководства по управлению фирменным стилем (Бренд - бук) в части корпоративных цветов, а также представить на согласование в департамент по связям с общественностью вариант внешнего вида объекта в 3д проекции с описанием предлагаемых материалов и колористических решений.
Освещение	При проектировании освещения подстанции необходимо предусмотреть применение энергосберегающих светодиодных светильников со сроком службы не менее 10 лет. Периметральное освещение должно включаться вручную и автоматически от датчика освещенности. Освещение ОРУ и внутриподстанционных площадок должно включаться вручную. 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. Выключатели основного освещения в помещениях должны быть установлены в ряду ближе к входной двери, аварийного – дальше. На лестничных клетках, а также в проходных помещениях необходимо устанавливать систему проходного управления светом. Схема питания освещения ОРУ должна быть кольцевой с обеспечением возможности вывода из работы любого участка кабельной линии и осветительного прибора.
Мероприятия по охране окружающей среды	**В части заходов:** 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 воздействие электросетевых объектов (ЛЭП) на окружающую среду на период проведения строительных работ и последующей эксплуатации. Проектирование вести по результатам выполненных инженерно-экологических изысканий. В соответствии с действующими нормативными документами разработать разделы проектной документации: – Мероприятия по охране окружающей среды; – Дендрологическая часть проекта (при необходимости);

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– Проект благоустройства и озеленения (при необходимости). – Проект рекультивации земель (при необходимости). Содержание раздела 6 «Мероприятия по охране окружающей среды» выполнить согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (п. 40). Выделить подразделы с описанием мероприятий по отдельным компонентам окружающей среды (воздух, вода, почва, отходы, растительный и животный мир). Представить полный перечень отходов, образующихся в период строительства. Указать, что все образующиеся отходы передаются по договорам организациям, имеющим лицензии на обращение с данными видами отходов. 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.), местоположением ближайших к участку проектирования нормируемых объектов (жилой застройки). **В части ПС:** 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 воздействие электросетевого объекта (подстанции) на окружающую среду на период проведения строительных работ и последующей эксплуатации. Проектирование вести по результатам выполненных инженерно-экологических изысканий. В соответствии с действующими нормативными документами разработать разделы проектной документации: – Перечень мероприятий по охране окружающей среды; – Дендрологическая часть проекта (при необходимости); – Проект благоустройства и озеленения (при необходимости). Содержание раздела 8 «Мероприятия по охране окружающей среды» выполнить согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (п. 25). Выделить подразделы с описанием мероприятий по отдельным компонентам окружающей среды (воздух, вода,

Наименование мероприятия	Технологические решения
	почва, отходы, растительный и животный мир). Разработать мероприятия по обеспечению санитарно-эпидемиологического благополучия населения на территории жилой застройки (при необходимости). 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. Выполнить расчеты уровней шумового воздействия на территорию, непосредственно прилегающую к ближайшей жилой и социальной застройке, на период эксплуатации, с учетом установки новых трансформаторов. При необходимости разработать технические мероприятия по защите от шума (предусмотреть проектом установку шумозащитных экранов / камер шумоглушения). 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.), местоположением ближайших к участку проектирования нормируемых объектов (жилой застройки).
Благоустройство	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. Перечень работ по благоустройству должен включать в себя восстановление и устройство дорожных покрытий, проездов, дорожек, тротуаров и газонов для территорий различного функционального назначения. При планировании работ по благоустройству территорий необходимо учитывать требования: – Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 (ред. от 27.05.2022) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"; – СП 82.13330.2016. Свод правил. Благоустройство территорий. Актуализированная редакция СНиП III-10-75;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– СП 68.13330.2017. Свод правил. Приемка в эксплуатацию 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.

Проектная документация должна быть согласована с:

– ПАО «Россети Московский регион»;

– филиалом ПАО «Россети Московский регион» - «Северные электрические сети»;

– Центральным Управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по Центральному Федеральному Округу;

– Московским РДУ;

– Главным управлением культурного наследия (при необходимости - государственной историко-культурной экспертизой);

– Межрегиональным территориальным управлением воздушного транспорта центральных районов Федерального агентства – в случае размещения объекта в границах ЗОУИТ - приаэродромной территории;

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).

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)

9. Особые условия.

Проектная организация предоставляет ПАО «Россети Московский регион» 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.

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».

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 неодновременной 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 АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна» №И-24-00-208320/102;
- 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 геоподосновс, 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 Московским РДУ выполняет ПАО «Россети Московский регион».

Согласование документации с остальными организациями, указанными в разделе 8, всеми землепользователями и другими заинтересованными организациями выполняет Проектная организация.

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.

Приложение Б (Обязательное)
Изменение № 1 к Заданию на проектирование

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

(подпись) **А.С. Куделин** (ФИО)

09.06.2025

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/02/258 от 10.06.2025

Задание на проектирование

**по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино
с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью
25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ
Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино
и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»**
(Дополнение № 1)

ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

_____
(наименование организации)

_____
(должность)

_____
(Ф.И.О.)

_____
(подпись)

«_____»_____ 20__ г.

М.П.

ГИП _____ _____
(Ф.И.О.) (подпись)

Идентификационный номер специалиста

Москва 2025 г.

2

В целях обеспечения безаварийного прохождения ОЗП 2025/2026 гг. для разгрузки существующих трансформаторов, в Задание на проектирование по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино» № 153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024 внести следующие изменения в части обеспечения установки мобильной модульной ПС 110/10(6) кВ с трансформатором мощностью 20 МВА (далее – ММПС 110/10(6) кВ).

1. Раздел 2 «**Нормативно-технические документы, определяющие требования к оформлению и содержанию проектной документации**» принять в следующей редакции:

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 потокосцеплением.

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.

2. В раздел «7. Основные характеристики проектируемого объекта» включить подраздел «**Временные решения**».

Наименование мероприятия	Технологические решения
Временные решения	**В части ПС** Установить ММПС 110/10(6) кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 мощностью 20 МВА для разгрузки существующих Т-1, Т-2, и Т-3 ПС 35 кВ

3

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Вахромеево, без подключения дополнительной нагрузки. Для разгрузки ПС 35 кВ Вахромеево выполнить: 1. Строительство КЛ-6 кВ от ЗРУ 6 кВ ММПС до АСП-6 кВ № 3880, ориентировочно длиной 0,45 км; 2. Строительство двух КЛ-6 кВ (заход-выход) от ВЛ-6 кВ фид.6 ПС 35 кВ Вахромеево до РУ 6 кВ ММПС, ориентировочно длиной 0,1 км каждая. В месте присоединения КЛ-6 кВ к ВЛ-6 кВ установить ЛР -3шт. Точку подключения ММПС 110/10(6) кВ к сети 110 кВ, режимы работы и параметры ММПС 110/6 кВ определить проектом на основании расчетов электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания для этапа временного подключения ММПС 110/10(6) кВ в соответствии с требованиями подраздела «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания» задания на проектирование. После строительства ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА произвести демонтаж ММПС 110/10(6) кВ мощностью 20 МВА. Схему фазировки цепей первичной и вторичной коммутации выполнить в соответствии с указанием Мосэнерго № 41-24/93 от 20.07.1981 «Об упорядочении расцветки фаз оборудования и схем включения трансформаторов». Проектом предусмотреть мероприятия, исключающие снижение надежности электроснабжения ПС на длительный период, при необходимости разработать временные и пусковые схемы включения. **<u>В части Релейной защиты и автоматики (РЗА)</u>** 1. 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 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях», ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в

4

Наименование мероприятия	Технологические решения
	переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением». 2. Технические характеристики устанавливаемых/заменяемых 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 и 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». 3. 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. 4. Проектирование релейной защиты и автоматики и последующие строительно-монтажные и пусконаладочные работы по РЗиА выполнить в соответствии с результатами предпроектного обследования объекта с учётом: «Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики». 5. Количественный и качественный состав РЗА на ПС 110 кВ Ермолино определить проектом. 6. В состав проектной документации по РЗА должна входить пояснительная записка, включающая проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов 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, а также устройств РЗА предусмотренных к установке. 7. Предоставить в Московское РДУ не позднее, чем за

5

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 основных и резервных защит оборудования (ЛЭП, шин) напряжения 110 кВ 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. 8. В состав рабочей документации по РЗА должны входить: – Пояснительная записка, включающая проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов 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 бланк уставок, содержащий параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования, предусмотренные производителем устройства РЗА, и их значения, выбранные по результатам расчета. – Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии). – 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. – Схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА. – Заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии программного обеспечения для микропроцессорных устройств РЗА. – Схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА. – Схемы организации цепей напряжения устройств

6

Наименование мероприятия	Технологические решения
	РЗА. – Принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей. Технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации. **<u>В части Автоматизированной системы телеконтроля и управления</u>** Оборудование системы телемеханики (ПТК ТМ) должно иметь статус оборудования российского происхождения и, на момент поставки, должно иметь подтверждающие документы, в соответствии с действующим на тот момент законодательством РФ о соответствии степени локализации установленным требованиям уполномоченных регулирующих органов (Министерство Промышленности и Торговли РФ) для подтверждения целевой степени локализации производства». Проектируемое сетевое оборудование должно иметь Сертификат соответствия «Правилам применения оборудования коммутации и маршрутизации пакетов информации» и декларации Федерального агентства связи. Проектируемое оборудование ПТК ТМ должно быть сертифицировано на соответствие требованиям ГОСТ IEC 60870-4-2011. Проектируемое сетевое оборудование должно быть сертифицировано на соответствие требованиям технического ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005, ГОСТ IEC 61000-6-5-2017, IEC 1613.1-2013. Проектируемые модули УСО нижнего уровня должны быть сертифицированы на соответствия требованиям технического МЭК 61850, редакция 2, части 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4, 8-1. Технические средства, выполняющие в ПТК ТМ функции измерения, должны быть внесены в Госреестр средств измерений Российской Федерации и иметь действующие сертификаты калибровки. Применяемые технические решения должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-002-2016 «Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования.» для подстанций

7

Наименование мероприятия	Технологические решения
	соответствующего класса напряжения. ПТК ТМ должен обеспечивать реализацию мер по защите информации от несанкционированного доступа за счет обеспечения соответствия требованиям законодательства Российской Федерации к информационной безопасности. ПТК ТМ должен представлять собой иерархическую, рассредоточенную, распределенную МП систему, состоящую из аппаратно- и программно-совместимых технических средств. ПТК ТМ должен представлять собой комплекс, работающий в автоматизированном режиме и обеспечивающий сбор технологической информации с оборудования ММПС и передачу этой информации в ПТК ТМ ПС Ермолино в стандарте МЭК 61850, Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и на ДП ЦУС ПАО «Россети Московский регион») в формате протокола МЭК 60870-5-104. Для решения задач оперативного обслуживания ММПС ПТК ТМ должен обеспечивать возможность выполнения следующих функций: – автоматический сбор текущих режимных параметров электрической сети и состоянии схемы ММПС; – сбор значений аналоговых и дискретных параметров; – выдача управляющих воздействий; – обмен информацией с вышестоящими уровнями управления; – контроль функционирования устройств системы; – синхронизация времени устройств системы; – присвоение меток времени; – устранение влияния «дребезга» контактов; – программная обработка данных; – проверка достоверности значений; – безопасность хранения данных и программного обеспечения; – диагностику работы технических средств и программного обеспечения. В составе ПТК ТМ должны применятся два контроллера для резервирования функций системы и улучшения показателей готовности системы (согласно рекомендациям ГОСТ IEC 60870-4-2011 п.А.2 приложения А).

8

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Единовременно в работе должен находиться один контроллер. Второй контроллер должен находиться в «горячем» резерве, т.е. прикладные задачи должны быть запущены, базы данных должны поддерживаться в актуальном состоянии. ПТК ТМ должен поддерживать возможность информационного обмена с вышестоящими уровнями управления по резервируемым каналам связи с автоматическим переключением на резервный канал связи в случае отказа основного канала и возврата обратно при восстановлении работоспособности основного канала связи. В ПТК ТМ должна быть предусмотрена программная блокировка, исключающая одновременное управление из разных мест управления. Применяемые в составе ПТК ТМ контроллеры должны иметь защиту от зависания устройств – сторожевые таймеры. Должна быть обеспечена возможность контроля работоспособности измерительных преобразователей и устройств сбора ТС (модулей УСО). При выявлении неработоспособности указанных устройств параметры, соответствующие отключенному (вышедшему из строя) устройству сбора, должны иметь признак недостоверности (некорректности) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006. Оборудование ПТК ТМ должно быть реализовано в промышленном безвентиляторном исполнении для обеспечения работы в жестких условиях промышленной эксплуатации на станции (низкая (-40С) или высокая температура (+70С), наличие пыли, влаги и вибрации). Модули УСО нижнего уровня ПТК ТМ должны иметь количество каналов ввода/вывода кратное 8, не менее двух оптических или электрических (комбинированных) Ethernet портов 100Мбит/с, поддержку протоколов синхронизации NTP, PTP, протоколов резервирования связи PRP. Модули УСО должны иметь возможность распределенной установки на действующем оборудовании ПС (шкафы РЗА, шкафы управления коммутационными аппаратами, ящики зажимов, действующие шкафы существующей системы ТМ и т.п.). Устройства ПТК ТМ не должны давать ложных команд управления при: – снятии и подаче электропитания и оперативного тока,

9

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– снижении или повышении напряжения электропитания и оперативного тока, а также замыканиях на землю в этих цепях; – перезапуске устройства и т.п. Для запрета выполнения команд телеуправления должны быть предусмотрены специальные общие ключи или переключающие устройства, обеспечивающие аппаратные способы вывода из работы функции телеуправления. Должна быть предусмотрена сигнализация текущего положения общих ключей или отключающих устройств. Модули УСО должны иметь возможность «горячей замены», без отключения питания системы ТМ и перезагрузки контроллера. Питание ПТК ТМ должно осуществляться от системы оперативного постоянного тока ММПС, имеющей номинальное напряжение 220В. Так же должна быть предусмотрена возможность работы ПТК ТМ от источника бесперебойного питания. Оборудование электропитания системы ТМ должно обеспечивать передачу телеметрической информации о состоянии работы в систему телемеханики. Контроллеры, коммутаторы, серверы, входящие в состав ПТК ТМ, должны иметь встроенные средства контроля технического состояния с возможностью передачи значений контролируемых параметров на вышестоящие уровни управления. Программное обеспечение ПТК ТМ должно обеспечивать возможность обработки не менее 5000 параметров. Программное обеспечение ПТК ТМ должно обеспечивать возможность локального и удаленного конфигурирования (параметрирования), тестирования и диагностики устройств ПТК. Контроллеры, измерительные преобразователи, модули УСО, коммутаторы, серверы, входящие в состав ПТК ТМ, должны обеспечивать функционирование в непрерывном круглосуточном режиме в течение установленных сроков службы, при условии проведения требуемых производителем ПТК технических мероприятий по обслуживанию. Контроллеры, измерительные преобразователи, модули УСО, коммутаторы, серверы, входящие в состав ПТК ТМ, должны быть рассчитаны на работу без обслуживающего персонала.

10

Наименование мероприятия	Технологические решения
	В тракте телеизмерений должны использоваться цифровые измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5 (для строящихся, реконструируемых объектов – не хуже 0.5S) с цифровыми интерфейсами. Преобразователи должны удовлетворять следующим техническим требованиям: – погрешность измерения основных электрических параметров – не хуже 0,5%; – поддержка протоколов с метками времени и открытыми спецификациями; – возможность привязки телеизмерений к меткам времени; – частота обновления измеряемых/вычисляемых параметров на выходе прибора – не более 1 сек; – возможность построения схемы опроса всех измерителей в системе за время, не более 1 сек. Все используемые в составе ССПИ средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений и иметь действующее свидетельство о поверке. Должна быть обеспечена возможность установки апертуры для всех передаваемых параметров ТИ, независимо для каждого параметра. Передача ТИ в диспетчерские пункты должна осуществляться в инженерных единицах. Сбор телеинформации с измерительных преобразователей, контроллеров и датчиков (за исключением датчиков неэлектрических величин) должен осуществляться по протоколу, обеспечивающему передачу меток времени и кодов качества. Должна быть обеспечена возможность реализации алгоритмов замещения и оперативного дорасчета параметров, в том числе установка заданных (ручных) значений дежурным персоналом объекта электроэнергетики любому передаваемому параметру, параметры, имеющие заданное (ручное) значение, должны иметь соответствующие признаки (замещения, блокировки) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006. ПТК ТМ должен обеспечивать телемеханизацию КРУ 10(6) кВ, расположенного на Модуле НН ММПС, в объеме требований к передаваемой оперативной информации о состоянии присоединений 10(6) кВ ММПС, предъявляемых со стороны ПАО «Россети Московский регион».

11

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Размещение устройств ПТК ТМ (контроллеры, коммутаторы, устройства синхронизации времени, модулей УСО и измерительных преобразователей для присоединения 110 кВ) должно производится в шкафу ССПИ в помещении ОПУ, расположенном на Модуле НН ММПС. Размещение устройств ПТК ТМ (модулей УСО и измерительных преобразователей) для присоединений 10(6) кВ должно производится в релейных отсеках ячеек 10(6) кВ или в шкафу ССПИ (данное решение определяется проектом). В ПТК ТМ ММПС предусмотреть не менее 2 портов Ethernet для возможности сопряжения с системой ССПИ (ТМ) ПС, на которой будет размещен комплекс ММПС. В случае необходимости сопряжение ПТК ТМ ММПС и ССПИ (ТМ) ПС должно производится в формате протокола МЭК 60870-5-104 или протоколов стандарта МЭК 61850. Коммутацию цепей телемеханики между модулями ВН и НН ММПС выполнить с использованием переходных клеммных шкафов с разъемами типа Хартинг. Также необходимо предусмотреть жгут вторичной коммутации с двумя ответными разъемами типа Хартинг для соединения клеммных шкафов между модулями ВН и НН ММПС. В комплект поставки ПТК ТМ включить всю необходимую кабельно-проводниковую продукцию, необходимую для работы ПТК ТМ. Тип, количество, место размещение шкафов и устройств ПТК ТМ, потребность в кабельно-проводниковой продукции и остальные технические решения определить проектом и согласовать с Заказчиком.

3. Раздел «**Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания**» дополнить пунктом следующего содержания:

«Для временного решения по установке ММПС 110/10(6) кВ:

1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области на год ввода ММПС 110/10(6) кВ и на год завершения строительства ПС 110 кВ Ермолино (установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино), для характерных режимов, указанных в пункте 2 настоящего раздела.

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 Методических указаний по устойчивости энергосистем на год ввода ММПС 110/10(6) кВ и на год завершения строительства ПС 110 кВ Ермолино (установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино) с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к объектам проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

В случае превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, (авто-) трансформаторов, выключателей, разъединителей, ТТ, ВЧ-заградителей, ошиновок и т.д.), которое обусловлено установкой ММПС 110/10(6) кВ на ПС 110 кВ Ермолино, предусмотреть необходимые мероприятия по усилению сети и/или реализации устройств ПА исходя из требований Методических указаний по проектированию развития энергосистем вне зависимости от принадлежности объектов с выделением тех мероприятий, необходимость реализации которых обусловлена установкой ММПС 110/10(6) кВ на ПС 110 кВ Ермолино. В явном виде указать мероприятия по усилению сети и/или реализации устройств ПА из числа определенных результатами расчетов, подлежащие выполнению в рамках установки ММПС 110/10(6) кВ на ПС 110 кВ Ермолино по настоящему заданию на проектирование.

На основании результатов расчетов должны быть определены технические требования к вновь устанавливаемому оборудованию ММПС 110 кВ (ЛР 110 кВ, ЭВ 110 кВ, ВВК 6 кВ, линейные ячейки 6 кВ).

На основании результатов расчетов должны быть определены требования к параметрам вновь устанавливаемого оборудования ПС и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

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 виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

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 ввода ММПС 110/10(6) кВ и на год завершения строительства ПС 110 кВ Ермолино (установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на

ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино).

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.).

5. Величина наибольшего рабочего напряжения кабеля электросетевого оборудования 6 кВ и 110 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 7,2 кВ и 126 кВ соответственно.

6. Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания выполнить с учетом актуальной СиПР ЭЭС России.

7. 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) 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.

В остальном ЗП № 153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024 оставить без изменений.

Приложение В (Обязательное)
Изменение № 2 к Заданию на проектирование

СОГЛАСОВАНО
Заместитель главного диспетчера
по оперативной работе
Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ

_____ **А.И. Алюшенко**
(подпись) (ФИО)

14.07.2025

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

_____ **Д.Б. Гвоздев**
(подпись) (ФИО)

Идентификационный номер специалиста

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

№153-13/ГД/02/323 от 17.07.2025

Задание на проектирование

по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино»
(Дополнение № 2)

ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

_____
(наименование организации)

_____
(должность)

_____
(Ф.И.О.)

_____
(подпись)

«_____»_____ 20__ г.

М.П.

ГИП _____ _____
(Ф.И.О.) (подпись)

Идентификационный номер специалиста

Москва 2025 г.

2

Согласно запросу ООО «СвязьЭнергоСтрой» № РМР/Вх-38959 от 09.06.2025 на основании Протокольных решений технического комитета №1073 от 13.05.2025 и №1274 от 03.06.2025 в Задание на проектирование по титулу: «Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша I – Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст – Ермолино» № 153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024 (с учетом Дополнения №1 153-13/ГД/02/258 от 10.06.2025) в рамках I-го этапа проектирования в части выбора вариантов и согласования основных технических решений внести следующие изменения:

Раздел 7 «Основные характеристики проектируемого объекта» дополнить и скорректировать в следующем объеме:

7.1. В части ПС 110 кВ Ермолино и заходов от ВЛ 110 кВ Икша – Белый Раст №3 на ПС 110 кВ Ермолино:

Наименование мероприятия	Технологические решения
В подраздел «Общие требования к оборудованию ПС» внести следующие изменения:	Пункт 3 подраздела принять в следующей редакции: 3. Измерительные трансформаторы: – применить электромагнитные, рассмотреть возможность оснащения аналоговых устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов (АЦП). Дополнить подраздел пунктом 15: 15. Обеспечить низкоомный режим заземления нейтрали сети 10 кВ. Для подключения низкоомных резисторов применить отдельностоящие нейтралеобразующие трансформаторы или фильтры заземляющие нулевой последовательности. Параметры низкоомных резисторов и нейотралеобразующих трансфораторов (фильтров) определить проектом исходя из требований: – сопротивление резистора в нейтрали должно гарантировать протекание активного тока в повреждённом присоединении, достаточного для действия релейных защит отключение повреждённого присоединения; – при заземлении нейтрали через резистор должны соблюдаться условия электробезопасности для людей при ОЗЗ (однофазных замыканиях на землю) на подстанциях и распределительных пунктах с учётом существующего нормирования величины допустимого напряжения прикосновения.
В подраздел «Изоляция, защита от перенапряжений	Исключить пункт 3 из подраздела «В части ПС».

3

Наименование мероприятия	Технологические решения
и заземление» внести следующие изменения:	
В подраздел «Релейная защита и автоматика (РЗА)» внести следующие изменения:	Пункт 1 подраздела дополнить буллитом следующего содержания: – 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».
В подраздел «Организация цифровой системы связи» внести следующие изменения:	Подраздел изложить в следующей редакции: 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, «Правилам проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше» СТО 56947007-33.180.10.172-2014 и Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 г. № 97. 1. Получить в Московском РДУ технические условия на организацию каналов связи для передачи информации телемеханики от ПС 110 кВ Ермолино на ДЦ Московского РДУ. 2. Получить в филиале ПАО «Россети» – МЭС Центра и выполнить технические условия на заход волоконно-оптического кабеля связи, размещение оборудования связи и выделение ресурса цифровой системы передачи на ПС 750 кВ Белый Раст. 3. Выполнить устройство волоконно-оптической линии связи ПС 110 кВ Ермолино – ПС 750 кВ Белый Раст с установкой отпаечных муфт в направлении ПС 110 кВ Солнечногорск и ПС 35 кВ Воробьево и использованием волоконно-оптического кабеля связи емкостью 48 оптических волокон. 4. При устройстве волоконно-оптической линии связи применить волоконно-оптический кабель с оптическими волокнами, произведенными в странах ЕАЭС. 5. Способ устройства, трассу и марку волоконно-оптического кабеля связи, а также типы отпаечных муфт и схемы разварки оптических волокон в них 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.

4

Наименование мероприятия	Технологические решения
	6. Выполнить разварку оптических волокон на оптических кроссах и в отпаечных муфтах. 7. Построить цифровую систему передачи ПС 110 кВ Ермолино – ПС 750 кВ Белый Раст – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» с установкой оборудования связи: ПС 110 кВ Ермолино: - установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). ПС 750 кВ Белый Раст: - при необходимости доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион»: - при необходимости доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). 8. Создаваемая цифровая система передачи должна быть включена в систему управления с Центрального узла связи ПАО «Россети Московский регион». 9. Разработать схему тактовой синхронизации мультиплексоров СЦИ создаваемой цифровой системы передачи, взаимоувязанную с существующей тактовой системой синхронизации ПАО «Россети Московский регион». 10. На ПС 110 кВ Ермолино 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». 11. Организовать каналы связи для передачи команд релейной защиты и автоматики в соответствии со схемой

5

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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. 12. В соответствии с разделом «Противоаварийная и режимная автоматика» проектной документации по данному титулу и ГОСТ Р 55105-2012 для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной автоматики, организовать не менее двух независимых (по географически разнесённым трассам, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине) каналов связи в каждом направлении передачи информации. 13. 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 Ермолино – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 14. 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 Ермолино в АСДУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с требованиями раздела «По автоматизированной системе телеконтроля и управления». 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. 15. 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 Ермолино – ДЦ Московского РДУ. 16. Организовать каналы связи для передачи информации автоматизированной системы мониторинга и диагностики высоковольтного оборудования на

6

Наименование мероприятия	Технологические решения
	информационных направлениях: - ПС 110 кВ Ермолино – Центр управления сетями СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион»; - ПС 110 кВ Ермолино – центральная служба диагностики ПАО «Россети Московский регион». 17. 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 Ермолино – сервер АИИС КУЭ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». Адрес расположения сервера АИИС КУЭ согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион» и управлением развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 18. В соответствии с требованиями разделов «Системы технологического видеонаблюдения» и «Охранные мероприятия» организовать каналы связи для передачи информации видеонаблюдения на информационном направлении ПС 110 кВ Ермолино – пункт управления системами видеонаблюдения. Адреса пунктов управления системами видеонаблюдения согласовать с соответствующими подразделениями ПАО «Россети Московский регион», а также управлениями эксплуатации Исполнительного аппарата ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и развития ИТСиСС Исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» на этапе проектирования. 19. 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. 20. 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. 21. В случае принятия решения об организации или реконструкции высокочастотных каналов связи, РЗ и ПА

7

Наименование мероприятия	Технологические решения
	необходимо: - 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; - 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). 22. Построить СКС и ЛВС ПС 110 кВ Ермолино. Объем сооружения СКС и ЛВС определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 23. На ПС 110 кВ Ермолино установить диспетчерский коммутатор. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 24. На ПС 110 кВ Ермолино обеспечить звукозапись диспетчерских переговоров. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ СЭС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 25. На ПС 110 кВ Ермолино 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». 26. Электропитание оборудования комплекса средств связи должно осуществляться от системы гарантированного и бесперебойного электропитания ГОСТ 5237-83 и соответствовать в отношении надежности энергоснабжения – первой категории. Оборудование связи, имеющее возможность электропитания от нескольких источников, должно быть запитано от двух независимых вводов. Оборудование связи оснастить собственной системой бесперебойного электропитания. Емкость аккумуляторных батарей собственной системы бесперебойного электропитания должна обеспечивать питание нагрузки в

8

Наименование мероприятия	Технологические решения
	течение 6 часов. Устройства системы электропитания: выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы (в специальных шкафах) разместить в аппаратной связи, негерметичные аккумуляторы в специальном помещении. Схемы электропитания оборудования связи должны быть разработаны в соответствии с «Руководящими указаниями по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления» № 11619тм-т1. 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. 27. 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. 28. Применяемые кабели связи, оборудование, изделия, материалы и программное обеспечение должны быть включены в Единый реестр российской радиоэлектронной продукции (постановление Правительства Российской Федерации от 10.07.2019 г. № 878, https://gisp.gov.ru/pprf/marketplace/#/) 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, https://reestr.digital.gov.ru). 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,

9

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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. 29. Оборудование связи на объектах ПАО «Россети Московский регион» должно располагаться в телекоммуникационных шкафах двухстороннего обслуживания. 30. 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). 31. В смете и спецификации предусмотреть: - комплект ЗИП для ремонта станционного и линейного оборудования связи; - эксплуатационный (аварийный) запас волоконно-оптического кабеля согласно распоряжению ПАО «МОЭСК» № 409-1097р от 06.12.2007 г.; - затраты на проведение технического надзора при проектировании и строительстве волоконно-оптической линии связи. Тип, 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	заинтересованными организациями. 32. 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. 33. 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. 34. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино выполнить в виде отдельного тома. Проект по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино должен быть согласован со службой СДТУ СЭС – филиала 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 Ермолино 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». 35. По завершению работ по организации цифровой системы связи ПС 110 кВ Ермолино 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».
В подраздел «Автоматизированная система телеконтроля и управления» внести следующие изменения:	<u>Подраздел изложить в следующей редакции</u>: На ПС 110 кВ Ермолино установить систему автоматизации подстанции (АСУТП) по II архитектуре МЭК61850 с созданием 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,

11

Наименование мероприятия	Технологические решения
	требованиям 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» и требованиям Положения о Единой технической политике ПАО Россети. **1. Требования к АСУТП** 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». 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. 1.3. Построить шину подстанции в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE). 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: – SSD и SCD файлы должны быть разработаны на базе языка SCL в соответствии с актуальной схемой, определенной в МЭК 61850; – в SSD файле должны быть описаны однолинейная схема ЦПС и логические узлы с привязкой к элементам однолинейной схемы; – в SCD файле должны содержаться описание подстанции (однолинейной схемы), описание коммуникаций между устройствами, описание интеллектуальных электронных устройств и описание шаблонов типов данных. 1.5. Оснастить нецифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения устройствами,

12

Наименование мероприятия	Технологические решения
	осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов. 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 регион». 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». 1.8. Оборудование АСУ ТП должно устанавливаться с поддержкой формата протокола МЭК 61850. 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: 1.9.1. По климатическим условиям эксплуатации – ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001; 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; 1.9.3. По надежности – ГОСТ IEC 60870-4-2011 (классу R1 по безотказности, классу A2 по готовности, классу M3 по ремонтопригодности, 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 10-10). Класс точности должен соответствовать A4 (общая погрешность должна быть не более 0,5%); 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); 1.9.5. Предусмотреть возможность расширения

13

Наименование мероприятия	Технологические решения
	системы АСУТП по количеству данных до 20%. 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». 1.11. Организовать обучение персонала филиала ПАО «Россети Московский регион» по обслуживанию и эксплуатации системы АСУТП. 1.12. По окончании работ выполнить комплексные комиссионные испытания системы АСУТП с привлечением представителей управления эксплуатации ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион», службой АСТУ и ТМ филиала ПАО «Россети Московский регион». 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. 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». 1.15. Проект по телемеханике выполнить в виде отдельного тома. 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». 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. 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,

Наименование мероприятия	Технологические решения
	функциональные возможности удаленного АРМ согласовать на этапе проектирования со службой АСТУ и ТМ филиалом ПАО «Россети Московский регион». **2. Требования по составу оборудования** 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). 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. 2.3. Электропитание оборудования АСУТП ПС должно 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. **3. Прием и передача информации (включая оперативную)** 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». 3.2. Телесигнализация и телеизмерения: 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 объёма телеинформации: **Телесигнализация:** – положения всех коммутационных аппаратов и РПН (при наличии технической возможности); – перегрев силовых трансформаторов; – сигналы срабатывания устройств РЗА; – дополнительные сигналы определить в процессе

Наименование мероприятия	Технологические решения
	проектирования. Телеуправление всеми коммутационными аппаратами, ЗН, ЛР и РПН. **Телеизмерения:** – активной, реактивной мощности и токов в ЛЭП, высоковольтных выключателях, включая вводные, секционные и шиносоединительные, во всех обмотках силовых трансформаторов; – напряжения на шинах и секциях; – частота на секциях и шинах высшего напряжения; – напряжение на оперативной АБ и секциях ЩПТ; – температура наружного воздуха. 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 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». 3.3. Организовать дистанционное управление из ДП ПАО «Россети Московский регион» всеми коммутационными аппаратами ПС (включая Р и ЗН). 3.4. Обеспечить передачу по прямым каналам связи от ПС до ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» Московское 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. 3.5. На этапе проектирования разработать перечни телеинформации для передачи на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион» и ДЦ филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ Московского РДУ. Перечни, включая адресную часть, согласовать с ПАО

Наименование мероприятия	Технологические решения
	«Россети Московский регион» и филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ. 3.6. Требования к обмену информацией: 3.6.1. В тракте телеизмерении должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5S, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5S. 3.6.2. Телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени. 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. 3.6.4. Время передачи телесигнализации не должно превышать 3 секунды. 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 условия на подключение к «СК.Proxy Московского РДУ» запросить в Московском РДУ через ПАО «Россети Московский регион». Настройки протоколов передачи телеинформации согласовать с Московским РДУ и ПАО «Россети Московский регион». 3.6.6. IP-адреса для связи телемеханики с верхними уровнями получить в управлении эксплуатации ИТС и СС ПАО «Россети Московский регион». 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. **4. Разработка документации для согласования проекта с АО «СО ЕЭС».** 4.1. Разработать и согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ схемы организации каналов передачи

Наименование мероприятия	Технологические решения
	телеинформации, логическую схему передачи телеинформации и матрицу распределения информационных потоков. 4.2. Проектную документацию согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ. 4.3. Разработать программу-методику комплексных испытаний системы автоматизации согласовать её с филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ и ПАО «Россети Московский регион».
В подраздел «Учет электроэнергии» внести следующие изменения:	Подраздел изложить в следующей редакции: 1.Требования к проектированию. 1.1. Разработка и проектирование автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Ермолино должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов, требований НП «Совет рынка» (Приложение 11.1). 1.2. До выполнения строительно-монтажных работ необходимо разработать дополнение к проектной документации на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ Ермолино. Проект выполнить отдельным томом, электронную копию представить в «Энергоучёт» - филиал ПАО «Россети Московский регион» и ДМиККЭ ИА ПАО «Россети Московский регион». 1.3. Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены на ПС 110 кВ Ермолино: 1.3.1. В РУ-110 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – линейных, – вводах трансформаторов, – ремонтной перемычке (при наличии). 1.3.2. В РУ-10 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: – вводах трансформаторов, – отходящих линий, – присоединениях ДГК (при наличии). 1.3.3. ЩСН-0,4 кВ (Собственные нужды ПС) - на вновь устанавливаемых присоединениях: – присоединениях ТСН/ДГУ, в т.ч. резервного ТСН (при наличии), – присоединений хознужд (при наличии).

Наименование мероприятия	Технологические решения
	1.4. В качестве приборов учета для реконструируемых/вновь вводимых присоединений 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. 1.5. Для ПС 110 кВ Ермолино использовать УСПД соответствующее требованиям СТО 34.01-5.1-010-2021. Количество узлов учета электроэнергии в АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино должно обеспечивать получение баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом. Конкретные типы и модификации счетчиков и УСПД согласовать с «Энергоучёт» - филиалом ПАО «Россети Московский регион». 1.6. Предусмотреть этапность/последовательность выполнения работ по модернизации системы АИИС КУЭ, согласно этапам/последовательности выполнения реконструкции ПС. 1.7. 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. 1.8. Проектная и эксплуатационная документация должна выполняться в соответствии с требованиями: – Единой системы конструкторской документации ЕСКД; – ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 34.602-2020, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.603-92 - Комплекс стандартов на автоматизированные системы; – ГОСТ 24.104-85, ГОСТ 24.701-86 – Система технической документации; – ГОСТ 19.101-77, ГОСТ 19.201-78 - Единая система программной документации. Проектные и эксплуатационные документы должны быть согласованы в электросетевом филиале, филиале ПАО «Россети Московский регион» - «Энергоучёт» и утверждены в ПАО «Россети Московский регион». 1.9. На этапе проектирования измерительных комплексов, расчеты и выбор компонентов должен соответствовать требованиям ПУЭ (1.5), типовых

Наименование мероприятия	Технологические решения
	инструкций СО 153- 34.09.101-94, СО 34.11.321-96, СО 34.11.114-95, СО 34.11.209-99. 1.10. Для измерительных каналов необходимо: – на присоединениях РУ-110, 10 кВ, указанных в п.1.3. раздела «Учет электроэнергии», установить измерительные трансформаторы тока в трех фазах с отдельной вторичной обмоткой для цепей учета с классом точности не ниже 0,2S; – на присоединениях 0,4 кВ (присоединения ТСН), указанных в п.1.3 раздела «Учет электроэнергии», установить отдельные измерительные трансформаторы тока в трех фазах для учета с классом точности не ниже 0,2S; – в РУ-110, 10 кВ установить трансформаторы напряжения, которые должны иметь отдельную вторичную обмотку для цепей учета; необходимо обеспечить работу данной вторичной обмотки трансформаторов напряжения в классе точности не ниже 0,2; – 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»; – 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). 1.11. В проекте предусмотреть основной и резервные каналы передачи данных между УСПД на ПС 110 кВ Ермолино и сервером АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион». Подключение каналов связи к УСПД осуществить по интерфейсу Ethernet. Произвести параметрирование УСПД ПС и сервера АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с объёмами выполняемых работ по этапам реконструкции ПС. Провести работы по полной интеграции счетчиков электроэнергии и УСПД ПС в существующий ИВК верхнего уровня системы учета электроэнергии ПАО

Наименование мероприятия	Технологические решения
	«Россети Московский регион» (ПО «АльфаЦЕНТР»). Возможность интеграции счетчиков и УСПД с ИВК ВУ должна быть подтверждена протоколом совместных предварительных испытаний. 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. 1.12. Аппаратная часть ИК должна быть защищена от воздействия электромагнитных полей и механических повреждений. 1.13. 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). 1.14. Средства коммерческого учета и данные коммерческого учета об энергопотреблении на всех уровнях должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений. 1.15. 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. 1.16. В проекте отдельным разделом выполнить расчет численности персонала выполняющего техническое обслуживание АИИС КУЭ ПС 110 кВ Ермолино в ччас/год. 2. Требования к монтажу. 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.

21

Наименование мероприятия	Технологические решения
	2.2. Производить подключение электросчетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения отдельным кабелем. 2.3. Вывести вторичные измерительные цепи тока и напряжения на специальные испытательные блоки, (испытательные коробки), установленные в непосредственной близости от электросчетчиков и обеспечить возможность их пломбировки. 2.4. Счетчики должны устанавливаться на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию (ПУЭ, п.1.5.29.). 2.4.1. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.3.1 раздела «Учет электроэнергии», установить в отдельных панелях/шкафах учета. 2.4.2. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.3.2, 1.3.3 раздела «Учет электроэнергии», установить на дверях ячеек. 2.5. 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 кВ неэкранированным кабелем (проводом), при прохождении цепей только внутри релейных отсеков и соблюдении требований о предотвращении несанкционированного доступа к цепям учета. 2.6. 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. 2.7. Предусмотреть автоматические выключатели в цепях напряжения, используемых для учета; предусмотреть испытательные блоки в цепях ТН, используемых для учета. 2.8. Предусмотреть резервирование ТН, используемых для учета. 2.9. Информационные цепи выполнять контрольным экранированным кабелем с необходимым количеством жил; прокладку информационных цепей на территории ПС

Наименование мероприятия	Технологические решения
	выполнять морозоустойчивым кабелем в броневой оболочке; исключить совместную прокладку информационных и силовых кабелей. 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 Sном. 3.Требования к вводу АИИС КУЭ в эксплуатацию 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. 3.2 Ввод в опытную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС 3.2.1. Рабочей комиссии должны быть представлены: – смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; – утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, – рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»; – паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; – 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, – сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений, – паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94, – структура базы данных (существующая), – акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, – акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ, – иные сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-2013, ГОСТ 2.601-2019) и программному обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также

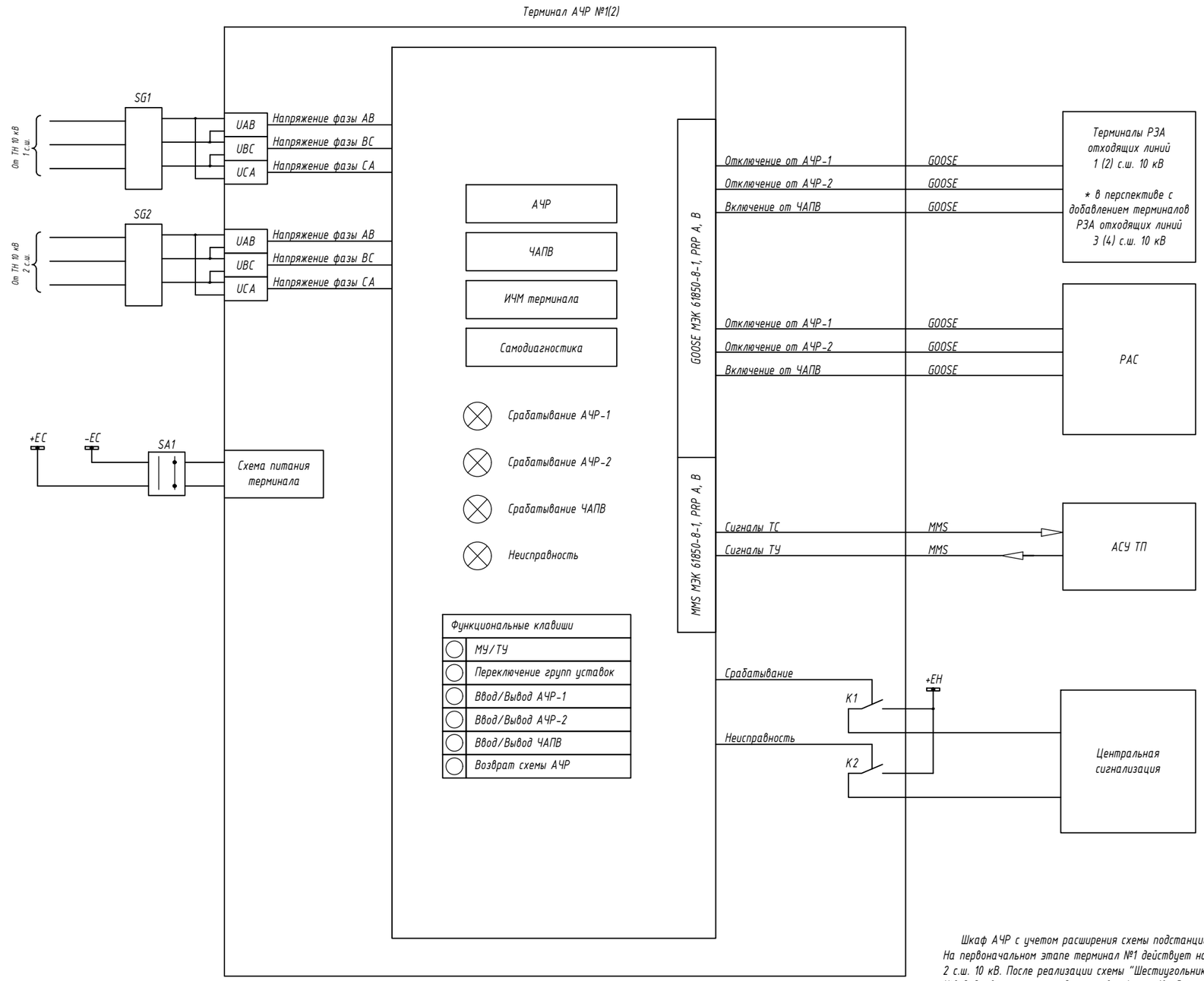
Наименование мероприятия	Технологические решения
	разработанные подрядной организации эксплуатационные документы, – протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ, – программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021. 3.2.2. Решение о вводе АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию принимается рабочей комиссией и оформляется Актом ввода АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию. 3.3. Ввод в промышленную эксплуатацию АИИС КУЭ ПС: 3.3.1. Рабочей комиссии должны быть представлены: – смонтированный в соответствии с проектом действующие ИК, ИВКЭ и другое оборудование, используемое для учета; – утвержденное Техническое задание на АИИС КУЭ ПС, – рабочий проект, утвержденный ПАО «Россети Московский регион»; – паспорта (формуляры) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, используемые для учета; – 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, – сертификаты об утверждении типа средств измерений на все средства измерений с подтверждением в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений, – паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с СО.34.09.101-94. – структура базы данных (существующая), – акт технической готовности строительно-монтажных работ АИИС КУЭ ПС, – акт об окончании пуско-наладочных работ АИИС КУЭ – 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.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	– программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59793-2021, ГОСТ Р 59792-2021. – протокол о проведении испытаний АИИС КУЭ. – акт завершения опытной эксплуатации, – протокол соответствия АИИС КУЭ ПС утвержденному Техническому заданию, – 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). 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.
В подраздел «Качество электроэнергии» внести следующие изменения:	Подпункт 1.3 подраздела принять в следующей редакции: 1.3 Приборы должны: – соответствовать классу А по ГОСТ 30804.4.30-2013 «Методы измерений показателей качества электроэнергии» – обеспечивать измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» – обеспечивать формирование протоколов качества электрической энергии в соответствии с действующими стандартами нормативной документации. В подпунктах 3.2, 4.1, 5.1 заменить "филиал ПАО «Россети Московский регион – Южные электрические сети»" на "филиал ПАО «Россети Московский регион – Северные электрические сети»".

В остальном задание на проектирование № 153-13/ГД/02/516 от 28.10.2024 (с учетом Дополнения №1 к ЗП №153-13/ГД/02/258 от 10.06.2025) оставить без изменений.

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				



Шкаф АЧР с учетом расширения схемы подстанции до "Шестиугольника" оснащается двумя терминалами.
На первоначальном этапе терминал №1 действует на присоединения 1 с.ш. 10 кВ, терминал №2 действует на присоединения 2 с.ш. 10 кВ. После реализации схемы "Шестиугольник" терминал №1 действует на присоединения 1 и 3 с.ш. 10 кВ, терминал №2 действует на присоединения 2 и 4 с.ш. 10 кВ.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Николаев			
Пров.		Жуков			
Н. контр.		Васильев			
ГИП		Булаев			

Д208320-330739ПИР-227.0-ИЛ014.ГЧ

Строительство ПС 110 кВ Ермолино с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов от ВЛ 110 кВ Икша -Белый Раст № 3 на ПС 110 кВ Ермолино с образованием ВЛ 110 кВ Икша 1 - Ермолино и ВЛ 110 кВ Белый Раст - Ермолино

Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П		1

Структурно-функциональная схема АЧР

ООО "Интеллектуальные системы и сети"

Формат А3