ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

ОГРН 1167847487444, ИНН 7806258664, КПП 770301001, тел.: +7 (499) 113-08-80, e-mail: info@specingstroy.ru 123001, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Пресненский, ул. Садовая-Кудринская, д. 25, помещ. 2/4

Заказчик ПАО "Россети Московский регион"

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Пояснительная записка

Шифр: 6350-25-ПЗ

Том 1.1

Москва 2025 г.

ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

ОГРН 1167847487444, ИНН 7806258664, КПП 770301001, тел.: +7 (499) 113-08-80, e-mail: info@specingstroy.ru 123001, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Пресненский, ул. Садовая-Кудринская, д. 25, помещ. 2/4

Заказчик ПАО "Россети Московский регион"

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Пояснительная записка

Шифр: 6350-25-ПЗ

Том 1.1

Генеральный директор: **А.Н. Черняев**

Главный инженер проекта: **С.С. Мельников**

Регистрационный номер НОПРИЗ: **ПИ-161380**

Москва 2025 г.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А4

ООО «СП-Инновация» 190020, г. Санкт-Петербург, Бумажная ул., д. 16, корп. 1, лит. А, пом. 33Н, оф. 303А. Тел.: +7 (812) 676-53-24
107140, Москва, Верхняя Красносельская ул., д. 2/1, стр.1.
Тел.: +7 (495) 987-10-27 E-mail: info@sp-innovation.ru

Выписка из реестра СРО: СРО-П-029-25092009

Заказчик: ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Пояснительная записка

6350-25-ПЗ

Том 1.1

2025

ООО «СП-Инновация» 190020, г. Санкт-Петербург, Бумажная ул., д. 16, корп. 1, лит. А, пом. 33Н, оф. 303А. Тел.: +7 (812) 676-53-24
107140, Москва, Верхняя Красносельская ул., д. 2/1, стр.1.
Тел.: +7 (495) 987-10-27 E-mail: info@sp-innovation.ru

Выписка из реестра СРО: СРО-П-029-25092009

Заказчик: ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

«Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Пояснительная записка

6350-25-ПЗ

Том 1.1

Генеральный директор А.С. Клименко

Главный инженер проекта Р.А. Морев

Регистрационный номер НОПРИЗ: П-159282

2025

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Содержание тома П3

Обозначение	Наименование	Примечание
6350-25-П3-С	Содержание тома ОТР	
6350-25-П3-ТЧ	Текстовая часть	на 39 листах
	Графическая часть:	
6350-25-ИОС1.1 л.1	Принципиальная электрическая схема	на 1 листе
6350-25-ИОС1.8-ГЧ.2	План прокладки КЛ-220 кВ на отм. -3,450	на 1 листе
6350-25- ИОС1.7 л1	Схема собственных нужд переменного тока	на 1 листе
6350-25- ИОС1.7 л2	План открытой части	на 1 листе
6350-25-ПЗУ л2	Схема планировочной организации земельного участка	на 1 листе
6350-25-ИОС1.2-ГЧ л1	Схема распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН	на 1 листе
6350-25-ИОС5.1-ГЧ2	Структурная схема организации каналов связи	на 1 листе
6350-25-ИОС5.1-ГЧ3	Матрица распределения каналов связи	на 1 листе
6350-25-ИОС5.7-ГЧ.1	Структурная схема АСМД ЧР КЛ 220 кВ	на 1 листе
6350-25-ИОС5.6-ГЧ.2	Структурная схема АСМД силовых трансформаторов 220/20 кВ	на 1 листе
6350-25-ИОС5.2-ГЧ л.2	Структурная схема АСУ ТП	на 1 листе
6350-25-ИОС1.3 л.1	Структурная схема АИИСКУЭ	на 1 листе
6350-25-ИОС1.3 л.2	Главная электрическая схема с указанием точек учета	на 1 листе
	Прилагаемые документы:	
Приложение А	Задание на проектирование ПАО «Россети Московский регион» №153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024г.	на 72 листах
Приложение Б	Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО	на 12 листах

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№док.		Дата
Разраб.		Коллеганов			12.05.25
Проверил		Воронин			12.05.25
Н. контр.		Кузьмин			12.05.25
ГИП		Харчев			12.05.25

6350-25-П3-С

Содержание тома ОТР

Стадия	Лист	Листов
П		2

СП-ИННОВАЦИЯ

Формат А4

Обозначение	Наименование	Примечание
	«Россети Московский регион» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД № И-24-00-223309/125 к договору о технологическом присоединении от 15.06.2023г. № ИА-23-302-15007 (624621).	
Приложение В	Выписка из реестра СРО № 7807350687-20250418-1204 от 18.04.2025	на 2 листах
Приложение Г	Выписка из реестра СРО № 7807350687-20250418-1205 от 18.04.2025	На 2 листах
Приложение Д	Копия письма Московские высоковольтные сети – филиал ПАО «Россети Московский регион» ИСХ.№ МВС/ГИ/5/861 от 10.04.2025г. – О согласовании объемов ПИР по УРЗА по ПМ Мельниково	На 1 листе
	Всего в томе:	120 листах

Содержание

Справка главного инженера проекта....2
1 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации 3
2. Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта 4
3. Общие сведения....6
2 Основные электротехнические решения 7
2.1 Выбор мощности третьего резервного источника питания собственных нужд (ДГУ)....8
2.2 Выбор ОПН 220 кВ 8
2.3 Выбор электропроводок....9
2.4 Заземление 9
2.5 Освещение 10
2.6 Проверка существующей маслоприемной емкости 11
2.7 . Выбор сопротивления резистора 20 Кв.....12
3 Основные решения по РЗА 13
3.1 Релейная защита и автоматика силового трансформатора 14
3.2 Релейная защита резисторов 20 кВ Т-3, Т-4 16
3.3 РЗА шин 220 кВ....16
3.4 Центральная сигнализация 17
3.5 РЗА вводных ячеек 20 кВ. 17
3.6 РЗА в ячейке секционного выключателя 20кВ. 17
3.7 РЗА в ячейках линейных выключателей 20 кВ. 17
3.8 РЗА в ячейках ТН 20 кВ....18
3.9 РЗА шин 20 кВ....18
4 Технологические решения ПА 19
5 Регистрация аварийных событий....20
6 Автоматизированная система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов 220/20 кВ 20
7 Автоматизированная система мониторинга частичных разрядов КЛ 220 кВ 20
8 Организация каналов связи 21
9 Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) 22
9.1 Виды и основные характеристики входных сигналов....25
9.2 Виды и основные характеристики выходных (управляющих) сигналов 26
9.3 Организация информационного обмена 26
10 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 26
11 Обоснование принятой продолжительности строительства, реконструкции, ...27
капитального ремонта объекта капитального строительства и отдельных этапов....27
строительства, реконструкции 27

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Коллеганов			12.05.25
Проверил		Воронин			12.05.25
Н. контр.		Кузьмин			12.05.25
ГИП		Морев			12.05.25

6350-25-ПЗ-ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
ОТР	1	27

СП-ИННОВАЦИЯ

Формат А4

Справка главного инженера проекта

Проектная документация по объекту «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково» разработана в соответствии с заданием на проектирование, требованиям Федерального Закона №384-ФЗ от 30.12.2009 и выполнена в соответствии с перечнем национальных стандартов и сводов правил, действующих на дату выпуска.

Принятые в проекте решения соответствуют требованиям Технических регламентов, Строительных правил, Государственных стандартов, Правил пожарной безопасности, Санитарно-гигиенических правил и норм, действующих на территории Российской Федерации на дату выпуска, и обеспечивают безопасный для жизни и здоровья людей ввод объекта в эксплуатацию.

Главный инженер проекта Р.А. Морев

1 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Основанием для разработки проектной документации по титулу «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково» являются следующие документы:

- Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом МЭ РФ от 22.12.2023г. №31а «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022г. №30а», а также текущий проект ее корректировки.;
- Задание на проектирование ПАО «Россети Московский регион» №153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024г.;
- Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД № И-24-00-223309/125 к договору о технологическом присоединении от 15.06.2023г. № ИА-23-302-15007 (624621).

При разработке проекта учтены требования следующих нормативных документов:

- Правила устройства электроустановок (7 издание, с исправлениями);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Минэнерго РФ №229 от 19.03.2003;
- Постановление №87 от 16 февраля 2008 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- «Правил эксплуатации электроустановок потребителей»;

2. Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта

2.1. Краткая физико-географическая характеристика района

Район инженерно-геодезических изысканий расположен в пределах Молжаниновского района Северного административного округа города Москвы, по адресу: Новосходненское шоссе, владение 80. Объект — территория, планируемая под размещение подстанции «Мельниково» (ПС), примыкающая к крупной транспортной магистрали — Новосходненскому шоссе, и находящаяся в непосредственной близости от границы с Московской областью.

2.2 Рельеф и геоморфологические особенности

Рельеф участка и прилегающих территорий — слабоволнистый, с незначительными уклонами, сформирован в условиях моренно-зандровой равнины. Абсолютные отметки поверхности колеблются в диапазоне от 178 до 186 метров над уровнем моря. Наблюдаются локальные понижения, обусловленные техногенной переработкой грунтов в процессе прошлой хозяйственной деятельности.

Геоморфологическая территория относится к зоне с выраженным антропогенным преобразованием рельефа — имеется множество планировочных насыпей, выемок, засыпанных котлованов и траншей, а также следов инженерной подготовки под размещение строительных объектов. В отдельных местах встречаются остатки старой дорожной и складской инфраструктуры, частично разрушенные или демонтированные.

2.3 Геологическое строение и грунтовые условия (кратко)

Поскольку геология подробно рассматривается в отдельной главе, в данном разделе уместно указать, что геологическое строение типично для северной части Москвы и представлено чередованием слоев суглинков, супесей и песков, с включением валунов ледникового происхождения. Грунты в целом устойчивы, однако в зонах техногенной засыпки возможна неоднородность состава и снижение несущей способности.

2.4 Климатические условия

Климат в районе работ умеренно-континентальный, с холодной снежной зимой и тёплым летом. Зимний период длится с конца ноября по конец марта. Средняя температура января составляет около –9 °C, абсолютный минимум — до –35 °C. Летний период — с мая по сентябрь, средняя температура июля +19…+21 °C.

Годовое количество осадков составляет около 650–700 мм, большая часть которых приходится на тёплое время года. В переходные сезоны наблюдается повышенная влажность и частое образование туманов, особенно вблизи естественных и искусственных водоёмов. Эти климатические особенности следует учитывать при планировании сроков и технологии производства геодезических и строительно-монтажных работ.

2.5 Гидрография и водные условия

Постоянных водотоков в пределах участка не зафиксировано. Ближайшая гидрографическая система — река Клязьма, расположенная южнее участка, за пределами района работ. На территории присутствуют отдельные пониженные участки с признаками сезонного переувлажнения и застойного увлажнения, что особенно характерно для весеннего периода снеготаяния.

Грунтовые воды могут залегать на глубине от 1.5 до 3.0 метров в зависимости от рельефа и состава грунтов. При бурении шурфов и скважин вблизи участка ранее фиксировались водонасыщение слои, особенно в песчаных прослойках. В связи с этим, при проектировании фундаментов и коммуникаций рекомендуется учитывать возможное влияние грунтовых вод и предусматривать дренажные мероприятия.

2.6 Почвенно-растительный покров

Почвы района преимущественно дерново-подзолистые, суглинистого и супесчаного состава, слабощелочные. В пределах участка присутствует техногенно нарушенный почвенный слой: засыпки строительным мусором, остатки старых фундаментов, дорожных покрытий и асфальтобетона. Верхний гумусовый горизонт частично утрачен или отсутствует.

Растительность в пределах площадки — разреженная, представлена преимущественно травянистой растительностью, кустарниками и отдельными древесными насаждениями (берёза, ива, осина), преимущественно вторичного происхождения. Значительная часть участка в настоящее время представляет собой пустырь с самосевной растительностью.

2.7 Антропогенная трансформация

Район подстанции «Мельниково» подвержен значительному антропогенному воздействию. Территория в прошлом использовалась под складские и транспортные нужды. Вблизи проходят линии электропередач, подъездные пути, объекты транспортной инфраструктуры. Также отмечается близость к действующим промышленным и логистическим зонам, что определяет высокую степень инженерной освоенности местности.

По данным дистанционного зондирования и архивных материалов, за последние десятилетия на участке и в его окрестностях производились масштабные земляные работы, включая выемки и насыпи, прокладку инженерных коммуникаций и демонтаж зданий. Эти факторы могут осложнять производство полевых изысканий и требуют повышенного внимания при проведении геодезических и геологических работ.

3. Общие сведения

Проектируемая ПС 220/20 кВ «Мельниково» расположена на территории существующей ПС 220 кВ «Молжаниновка», в Северном административном округе г. Москвы по адресу Новосходненское шоссе, д.80.

Выдача мощности подстанции предусматривается на напряжении 20 кВ по фидерам для электроснабжения потребителей жилищной застройки района Молжаниновский (Северный административный округ) города Москвы и промышленной зоны «Пром Сити Москва-Север».

Существующая ПС 220 кВ «Молжаниновка» № 876 выполнена:

РУ 220 кВ выполнено по схеме «Двойная система шин с шиносоединительным выключателем» на двенадцать ячеек КРУЭ 220 кВ с возможностью его расширения до двадцати одной ячейки.

Подключение к сети 220 кВ выполнено путем захода – выхода двух цепей существующей линии 220 кВ «Старбеево-Омега» с образованием четырех КВЛ 220 кВ: Старбеево – Молжаниновка I цепь; Старбеево – Молжаниновка II цепь; Молжаниновка – Омега I цепь и Молжаниновка – Омега II цепь.

КРУ- 20 кВ выполнено на базе ячеек КРУ ЭПА «Мегаполис». КРУ 20 кВ состоит из четырех секций по пять ячеек в каждой. Секции питаются от силовых трансформаторов ТСДЛН-10/20 16 МВА. Компоновка КРУ-20 кВ принята в соответствии с типовой схемой №20-9 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

На стороне 10 кВ выполнена схема «четыре одиночные, секционированные выключателями системы шин». Питание потребителей 10 кВ осуществляется по 65 отходящим линиям.

От каждой секции вспомогательного ЗРУ через пофазно изолированные токопроводы на ток 4000А запитывается по две трехфазные группы однофазных токоограничивающих реакторов на номинальный ток 3150А с сопротивлением 0,35 Ом с соответствующим выходом на секции ЗРУ 10кВ, питающие потребителей.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю на каждой секции 10 кВ, питающей потребителей, установлены дугогасящие реакторы трансформаторного типа (конструктивное исполнение в одном корпусе собственно реактора и трансформатора нулевой последовательности) с автоматическим плавным регулированием плунжерного типа.

Сбор и анализ полученной информации от всех подсистем мониторинга и диагностики оборудования проводится на едином АРМ системы мониторинга и диагностики подстанции.

Компоновочные решения:

Здание ПС 220 кВ «Молжаниновка» № 876 выполнено с учетом развития и расширения на перспективу. Компоновка здания реализована на принципе симметричности расположения основного оборудования с размещением помещений общего использования для обеих очередей (помещения ТСН, релейный щит, аппаратная, автоматические узлы пожаротушения) в общем объеме здания.

В качестве РУ 220 кВ используется КРУЭ, расположенное на втором этаже (двухсветное помещение). В зале КРУЭ 220 кВ предусмотрен кран мостовой опорный

однобалочный электрический грузоподъемностью 3,2 тонны.

Для обслуживания кранов в зале КРУЭ 220, в камерах силовых трансформаторов предусмотрены площадки для обслуживания кранов.

Понижающие трансформаторы типа ТРДЦН-160 МВА 220/10/10 кВ устанавливаются в трансформаторных камерах, где вместе с ними располагается оборудование подключения кабельных связей: кабельные муфты и ОПН 220 кВ, токопроводы и ОПН 10 кВ. Камеры оборудованы системами пожаротушения и вентиляции, электрическими грузоподъемными механизмами. Подключение трансформаторов к сборным шинам 10 кВ осуществляется токопроводами.

Помещения ячеек сборных шин вспомогательных КРУ 10 кВ располагаются рядом с камерами трансформаторов на третьем этаже. Под ними на первом и втором этажах находятся камеры токоограничивающих реакторов. КРУ 10 кВ, предназначенные для снабжения потребителей, располагаются в двух помещениях на первом этаже.

Сухие трансформаторы собственных нужд мощностью 1 МВА установлены на 1 этаже с выкаткой непосредственно наружу.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1 этаже установлены

восемь дугогасящих агрегатов трансформаторного типа с масляным заполнением (ДГР). При аварийном сливе масла в камерах дугогасящих агрегатов предусмотрены маслоприемники с маслоотводами. Отвод масла выполнен в маслосборник.

На второй половине первого этажа расположены камеры трансформаторов ТСДЛН-16000/20.

На втором и третьем этажах симметрично расположены камеры токоограничивающих реакторов, помещения ячеек вспомогательного КРУ 10 кВ, помещения венткамер. Зал релейного щита, аккумуляторные, помещения ЩПТ и ЩСН, зал КРУЭ 220 кВ сразу предусмотрены в размерах, необходимых для установки оборудования при расширении ПС.

2 Основные электротехнические решения

В соответствии с заданием на проектирование, в рамках настоящего титула предусмотрен следующий объем работ:

- замена существующих трансформаторов Т3, Т4, Т5, Т6 типа ТСДЛН 16000/10/20 на новые трансформаторы Т3, Т4 40000/220/20 в существующих камерах;
- установка третьего резервного источника питания собственных нужд (ДГУ);
- строительство кабельных перемычек 220 кВ от резервных линейных ячеек ГТ-1А и ГТ-1Б существующего КРУЭ-220 кВ типа (марки) ELK-14 производства ABB на ПС 220 кВ «Молжаниновка» до проектируемых трансформаторов 220/20 кВ (Т3, Т4) мощностью 40 МВА.
- строительство 2-х КЛ-20 кВ от выводов 20 кВ проектируемых трансформаторов 220/20 кВ (Т3, Т4) кВ мощностью 40 МВА до РУ-20 кВ ТП- 10/20 кВ №1 нов.
- замена трансформаторов тока в вводных ячейках КРУ 20 кВ и в ячейках СВ.

План трассы КЛ-220 кВ показан на чертеже 6350-25-ИОС1.8-ГЧ.2. Место посадки проектируемого ДГУ показано на чертеже 6350-25-ИСО1.7.

По результатам выполненного в составе разработанного тома 6350-25-РЭР анализа выполненных расчетов электрических режимов на период 2026 и 2030 годов, результатов

расчетов послеаварийных электрических режимов в нормальной и ремонтных схемах электрической сети на период 2026 и 2030 годов показали, что требования пункта 190 Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286, обеспечиваются. Мероприятий по усилению электрической сети 110 кВ и выше в связи с вводом в работу ПС 220 кВ Мельниково не требуется.

По результатам анализа расчетов электрических режимов установка устройств автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) и автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) в сети, прилегающей к рассматриваемому энергорайону, не требуется.

Во всех рассмотренных режимах уровни напряжения в сети 110 кВ и выше находятся в допустимом диапазоне. Выполнение мероприятий по установке СКРМ в сети 110 кВ и выше не требуется.

В соответствии с результатами расчетов токов к.з. на 2026 и 2030 годы, выявлено, что отключающая способность выключателей 110 кВ и выше рассматриваемого района соответствует расчетным значениям тока к.з. Выполнение мероприятий по ограничению уровней токов к.з. в сети 110 кВ и выше не требуется. Также по результатам расчетов не требуется установка токоограничивающих реакторов 20 кВ.

2.1 Выбор мощности третьего резервного источника питания собственных нужд (ДГУ)

Согласно письма от ПАО «Россети Московский регион» О предоставлении информации по максимальным наргузкам, максимальные нагрузки на собственных нуждах ПС 220 кВ Молжаниновка составляют:

- ТСН-1 10 кВ – 0,11 МВт;
- ТСН-2 10 кВ – 0,08 МВт.

Номинальная мощность дизель-генератора с учетом 20% запаса - 228 кВт, (273,6 кВА).

Выбираем ДГУ мощностью 300 кВА

2.2 Выбор ОПН 220 кВ

– Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{ном} = 220кВ \geq 220кВ;$$

– Выбор ОПН по Uнр:

Uнр– наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое длительно (в течение всего срока службы аппарата) может быть приложено к выводам ОПН. За отправную принимается наибольшее Uнр предлагаемое производителем согласно каталога, подходящим для использования считаем ОПН с Uнр= 172 кВ.

– Выбор ОПН по энергоемкости:

Согласно ГОСТ Р 52725-2007 требуется указывать ток пропускной способности Iпр и номинальный разрядный ток ОПН Iн, соответствующие друг другу значения приводим в таблице.

Таблица 1. Значение токов

Выбор тока пропускной способности Iпр и номинального разрядного тока Iн			
Uном, кВ	Диапазон Iпр ,А	Класс пропускной способности	Iн, кА
220	751-1100	3	10

2.3 Выбор электропроводок

Выбор сечений электрических проводников произведен учитывая необходимые рабочие и пусковые токи конкретной нагрузки, предельно допустимые длительные токовые нагрузки кабелей, допустимые потери напряжения, термическую устойчивость и не возгорание при воздействии тока короткого замыкания, а также обеспечения необходимого тока К.З. для надежного автоматического отключения аварийного участка при однофазном коротком замыкании, см. приложение А.

Руководствуясь гл.7.4 ПУЭ для сетей выбран кабель ВВГнг-LS расчетного сечения.

Прокладка кабелей осуществляется в глухих стальных коробах типа КП за подвесными потолками. В электротехнических помещениях кабели прокладываются открыто на консолях, по перфорированным и решетчатым лоткам. В помещении ЩСН силовые кабели до 1 кВ прокладываются в фальш-полу по решетчатым лоткам, установленным на консолях. При прокладке совместно нескольких кабелей необходимо учитывать их назначение и категорию надежности. Взаиморезервируемые кабели прокладываются по разным трассам. Все кабельно-проводниковая продукция должна иметь сертификаты соответствия РФ и аттестацию в ПАО «Россети».

2.4 Заземление

Магистраль внутреннего заземления подстанции выполнена сталью полосовой 4х40 мм и проложена по стенам на высоте 0,4 м от пола. Пересечения с дверьми и проемами выполнены обрамлением. В камерах трансформаторов Т-3 и Т-4 выполнена заземляющая сетка, которая присоединена к общему внутреннему контуру заземления подстанции.

Все вновь устанавливаемое оборудование, согласно ПУЭ изд. 7, п.п. 1.7.76-77 присоединить к магистрали заземления.

Прокладку заземляющих проводников через стены и перекрытия выполнить в трубах в соответствии с ПУЭ изд. 7, п.п. 1.7.130.

После прокладки полосы заземления в перегородках и перекрытиях отверстия заделать огнестойким легко пробиваемым составом в соответствии с "Правилами выполнения противопожарных требований по огнестойкому уплотнению кабельных линий "СО 153-34.03.304-87.

Открыто проложенные проводники из стали окрасить в черный цвет.

Все кабельные конструкции заземлить не менее, чем в двух местах.

Защитное заземление шкафов выполняется присоединением к закладным металлоконструкциям, к которым крепятся эти устройства.

Металлическое обрамление всех проемов присоединить к общему контуру заземления.

2.5 Освещение

В здании подстанции существующая система освещения реализована со следующими характеристиками:

- рабочее ~400/~230 В,
- эвакуационное ~230/~230 В,
- резервное ~230/=220 В,
- ремонтное ~12 В.

Рабочее освещение является основным видом освещения и выполнено во всех помещениях здания подстанции. Типы, расположение и количество светильников принято таким образом, с учетом назначения помещений и их характеристик, чтобы обеспечивалась нормируемая общая освещенность в соответствии с СП 52.13330.2016.

В помещениях в светильниках рабочего освещения приняты люминесцентные лампы и компактные люминесцентные лампы. Для освещения входов в здание применены светодиодные светильники.

Питание щитков рабочего освещения выполнено от распределительного пункта рабочего освещения ШРРО 1, который подключен к щиту собственных нужд 0,4 кВ.

Для освещения маслоуказателей силовых трансформаторов в камерах трансформаторов установлены прожектора с металлогалогенной лампой мощностью 70 Вт. На площадке обслуживания кран-балки в камерах трансформаторов установлены прожекторы.

В кабельных тоннелях с высотой потолков менее 2,5 м для обеспечения защиты от поражения током при прикосновении установлены рабочие светильники II класса защиты от поражения электрическим током с силикатным стеклом.

Аварийное освещение в здании подстанции разделено на резервное и эвакуационное (освещение путей эвакуации).

Резервное освещение предусмотрено в помещениях РУ 10, 20 кВ, в камерах силовых трансформаторов, в зале КРУЭ 220 кВ, в помещениях аккумуляторных батарей, щита постоянного тока, щита собственных нужд, трансформаторов собственных нужд, в аппаратной, в операторской.

Щитки резервного освещения запитаны от блоков аварийного освещения (БАО1, БАО2) на щитах постоянного тока. В нормальном режиме БАО запитаны от сети переменного тока 230 В, 50 Гц, в аварийном режиме питание автоматически переводятся на шины постоянного тока =220 В от щита постоянного тока, которые запитаны от аккумуляторных батарей 220 В. Светильники резервного освещения могут работать как от сети переменного тока 230 В, так и от сети постоянного тока 220 В.

В светильниках резервного освещения применены лампы накаливания мощностью 60 Вт.

Эвакуационное освещение обеспечивает нормируемую освещенность не менее 1 лк на путях эвакуации. Питание сети эвакуационного освещения и световых указателей выполняется от щитков эвакуационного освещения Питание щитков эвакуационного освещения выполняется от шкафов противопожарных устройств (ППУ), которые установлены на щите собственных нужд 0,4 кВ.

Светильники эвакуационного освещения и световые указатели постоянного действия

со встроенной аккумуляторной батареей (время автономной работы светильника не менее 1 часа).

В здании подстанции предусмотрена сеть ремонтного освещения на класс напряжения 12 В, 50 Гц. Переносные ручные светильники питаются от сети напряжением 12 В от понижающих разделительных трансформаторов 220/12 В (ГОСТ 30030 «Трансформаторы разделительные и безопасные разделительные трансформаторы») марки ЯТТ-0,25-220/12. Для подключения переносных светильников 12 В предусмотрена розеточная сеть 12 В, которая подключена ко вторичной обмотке разделительного безопасного трансформатора 220/12 В. Ящики с понижающими разделительными трансформаторами 220/12 В подключены к щиткам рабочего освещения.

Для обеспечения защиты от поражения током при прикосновении аварийные светильники, расположенные в кабельных тоннелях с высотой потолков менее 2,5 м запитаны через разделительный трансформатор, расположенный в ящике ЯРТТ в коридоре подвала.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения специальным знаком в соответствии с СП 52.13330.2016.

В здании подстанции предусмотрена розеточная сеть ~220 В, 50 Гц.

Пакетные переключатели и выключатели для управления рабочим и резервным освещением установлены рядом с входами на высоте 1,5 м от пола. Подвод кабелей к пакетным выключателям выполнен в гофротрубе диаметром 20 мм по стене с креплением держателями. Высота установки розеток 220 В – 0,8 м от уровня пола. Высота установки розеток ремонтного освещения 12 В – 1,2 м от уровня пола.

Номинальный ток однофазных бытовых розеток не более 16 А. Розеточная сеть питается от щитков рабочего освещения. Групповая розеточная сеть защищена автоматическими выключателями дифференциального тока с номинальным дифф.током 30 мА.

Групповая сеть рабочего и резервного освещения выполнена кабелями марки ВВГнг(А)-LS на напряжение 0,66 кВ сечением 3х1,5 и 3х2,5 мм2.

Групповая сеть эвакуационного освещения и питания световых указателей выполнены огнестойкими кабелями марки ВВГнг(А)-FRLS на напряжение 1 кВ.

Групповая сеть ремонтного освещения 12 В выполнена кабелями марки ВВГнг(А)-LS на напряжение 0,66 кВ сечением 2х4 мм2.

Групповая сеть рабочего, ремонтного и резервного освещения проложена по коробам, а также открыто по стенам в гофротрубе с креплением скобами и по строительным основаниям на высоте не менее 2,5 м от уровня пола. Групповая сеть эвакуационного освещения проложена отдельно от других кабелей, в разных коробах или в разных отсеках одного короба.

Совместная прокладка взаиморезервируемых цепей, цепей рабочего и аварийного освещения, цепей выше 12 В исключена.

Таким образом ранее разработанное и примененное на подстанции освещение соответствует всем нормам и требованиям.

2.6 Проверка существующей маслоприемной емкости

По результатам расчетов, на подстанции установлен маслоприемный резервуар, удовлетворяющий всем требованиям.

По результатам расчетов, на подстанции установлен маслоприемный объемом 150 м^3

резервуар. Он удовлетворяет всем требованиям и является достаточным.

Диаметры маслостоков подобраны, исходя из расчета отвода 50% масла силового трансформатора и 100% объема воды при пожаротушении в течении 15 минут.

Масло и вода от маслоприемников по самотечным выпускам Ф350 мм отводятся в наружную сеть маслостоков Ф400 мм, а затем сбрасываются в аккумулирующий ж/б резервуар объемом 150 м^3, удаленный на безопасное в пожарном отношении расстояние.

2.7 . Выбор сопротивления резистора 20 Кв.

Собственные емкостные токи КЛ 20 кВ 70034α, 70034β, 70034γ, 70034δ:

$$I_{C.70034\alpha} = 3 \cdot U_{ф} \cdot \omega_{с} \cdot C_0 \cdot L_{70034\alpha} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 11{,}547 \cdot 314 \cdot 0{,}383 \cdot 2{,}170 \cdot 10^{-3} = 9{,}040 \text{ А};$$
$$I_{C.70034\beta} = 3 \cdot U_{ф} \cdot \omega_{с} \cdot C_0 \cdot L_{70034\beta} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 11{,}547 \cdot 314 \cdot 0{,}383 \cdot 2{,}150 \cdot 10^{-3} = 8{,}957 \text{ А};$$
$$I_{C.70034\gamma} = 3 \cdot U_{ф} \cdot \omega_{с} \cdot C_0 \cdot L_{70034\gamma} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 11{,}547 \cdot 314 \cdot 0{,}383 \cdot 2{,}170 \cdot 10^{-3} = 9{,}040 \text{ А};$$
$$I_{C.70034\delta} = 3 \cdot U_{ф} \cdot \omega_{с} \cdot C_0 \cdot L_{70034\delta} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 11{,}547 \cdot 314 \cdot 0{,}383 \cdot 2{,}220 \cdot 10^{-3} = 9{,}249 \text{ А};$$

где $U_{ф} = 11{,}547$ кВ – номинальное фазное напряжение сети;
$\omega_{с} = 314$ рад/с – синхронная угловая частота;
$C_0 = 0{,}383$ мкФ/км – погонная емкость одной фазы кабеля относительно земли;
L – длина кабельной линии, км.

Емкостные токи ОЗЗ сети 20 кВ ПС 220 кВ Мельниково по секциям приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Значения емкостного тока замыкания на землю сети 20 кВ ПС 220 кВ Мельниково

Наименование присоединения	Емкостной ток замыкания на землю (I_c), А
1 с.ш. КРУ 20 кВ	9,040
2 с.ш. КРУ 20 кВ	8,957
3 с.ш. КРУ 20 кВ	9,040
4 с.ш. КРУ 20 кВ	8,249
Итого на КРУ 20 кВ (при включении СВ 20 кВ)	17,997
Итого на КРУ 20 кВ с учетом перспективы подключения новых присоединений (+40 %)	25,196
Примечание – перспективный емкостной ток замыкания на землю КРУ 20 кВ принимается равным 40 % от емкостного тока фидеров 20 кВ, подключенных согласно ТУ № И-23-00-624621/102 (максимальная мощность нагрузки 13500 кВт) и обусловлен возможным подключением новых фидеров 20 кВ (максимальная мощность нагрузки 14500 кВт)	

В соответствии с п.п. 7.5.1–7.5.6 СТО 18-2013 «Руководящие указания по выбору

режима заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6-35 кВ» для указанных условий сети 20 кВ ПС 220 кВ Мельниково должен применяться режим заземления нейтрали через низкоомный резистор.

Номинальное сопротивление низкоомного резистора 20 кВ определяется согласно подразделу 8.2 СТО 18-2013.

Сопротивление резистора выбирают наименьшим исходя из двух условий:

- обеспечение устойчивого горения дуги при ОЗЗ, при котором ток резистора должен превышать емкостной ток ОЗЗ в 2,5 раза;

- обеспечение селективного срабатывания простых токовых защит на отключение ОЗЗ, при котором ток резистора должен превышать максимальный ток срабатывания защиты.

Для обеспечения устойчивого горения дуги при ОЗЗ сопротивление резистора определяется по формуле:

$$R_{N1} \leq \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 2{,}5 \cdot I_c} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 2{,}5 \cdot 25{,}196} = 183{,}315 \text{ Ом};$$

где $I_c = 21{,}596$ А – расчетный емкостной ток замыкания на землю (в качестве расчетного случая принимается емкостной ток замыкания на землю двух секций с учетом распределительной сети);

$U_{\text{ном}} = 20000$ В – линейное напряжение сети.

Селективное отключение обеспечивается подключением к нейтрали сети резистора с сопротивлением, вычисляемым по формуле:

$$R_{N2} \leq \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{сз.макс}}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 410} = 28{,}163 \text{ Ом}.$$

где $I_{\text{сз.макс}} = 410$ А – максимальный ток срабатывания защиты присоединений от ОЗЗ.

Используется существующее устройство резистивного заземления нейтрали сети 20 кВ (УРЗН-1 20) с резистором номинальным сопротивлением 12 Ом.

Расчет приведен в томе ИОС 1.1 «Электротехнические решения».

3 Основные решения по РЗА

В соответствии с техническим заданием для целей релейной защиты и автоматики (РЗА) применяются микропроцессорные (МП) устройства.

Разрабатываемые схемные решения выполняются с использованием новых МП устройств, а также существующих МП устройств и удовлетворяют требованиям «Альбома типовых функциональных схем устройств РЗиА» (утвержденных распоряжением ПАО «МОЭСК» №203р от 20.03.2014г.) и техническим требованиям к шкафам микропроцессорных устройств РЗиА (утвержденных Распоряжением ПАО «МОЭСК» №720р от 30.12.2014г.).

В соответствии с требованиями раздела «Релейная защита и автоматика» (далее РЗА) задания на проектирование ПАО «Россети Московский регион» №153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024г. по данному титулу, в т.ч. пунктов 2, 6, 9, 15, 16, 20, 22, 30, 31, 34 проектирование РЗА вновь вводимого оборудования необходимо выполнить в соответствии с требованиями

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».

По результатам предпроектного обследования ПС 220 кВ Молжаниновка выявлено, что обмен сигналами между устройствами РЗА и ПА, а также подключение ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов тока и напряжения осуществляется контрольными кабелями с медными жилами. На ПС 220 кВ Молжаниновка существующие микропроцессорные (МП) терминалы РЗА и ПА изготовлены в 2018 году и по техническим характеристикам не могут быть интегрированы в ЦПС (цифровая подстанция).

В соответствии с письмом ИСХ.№ МВС/ГИ/5/861 от 10.04.2025г. в рамках данного титула предусматривается следующий объемов работ по УРЗА:

- предусматривается оснащение устанавливаемого силового оборудования новыми устройствами РЗА, изготовленными в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE), а также использование существующего оборудования, удовлетворяющего требованиям МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE). Обмен сигналами между всеми устройствами РЗА (новыми и существующими) предусматривается осуществлять только передачей «сухих контактов» - контрольными экранированными кабелями с медными жилами. Аналоговые цепи (токовые цепи и цепи напряжения) для новых УРЗА подключаются контрольными экранированными кабелями с медными жилами. Построение шины процесса в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) не предусматривается.

Схема распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН приведена на чертеже 6350-25-ОТР-СРЗА.

При разработке основных технических решений модернизации устройств РЗА устанавливаются новые устройства РЗА и используются уже смонтированные МП терминалы, установленные в рамках реализации титула «Выполнение комплекса по объекту: (ПИР, СМР, ПНР) Строительство ТП-10/20 кВ №1,2 с тр-ми 2х16000кВА, 4КЛ-20кВ от ПС 20 кВ Молжаниново до сооруж. ТП-10/20кВ №1,2, 8 КЛ-10 кВ от КРУ-10кВ ПС 220/10кВ №876 Молжаниновка до сооруж. ТП-10/20кВ №1,2 (1 этап), в т.ч. ПИР: г.Москва, Машкинское ш., владение в районе д.1 для нужд МКС - филиала ПАО "Россети Московский регион"» (шифр РД 3807-23-РЗА.1 и 3807-23-РЗА.2) (далее Титул №1).

3.1 Релейная защита и автоматика силового трансформатора

Функциональная блок-схема взаимодействия устройств РЗиА Т-3 и Т-4 см. 6350-25-ИОС1.2-ГЧ л.4.

В соответствии с требованиями технической политике ПАО «Россети Московский регион» для ПС напряжением 110 кВ и выше для защиты силовых трансформаторов мощностью 25 МВА и более используется два комплекта защит трансформаторов.

Для выполнения функций основных защит для каждого силового трансформатора Т-3 и Т-4 предусматривается использовать (после обновления ПО) МП устройства БЭ2714 308, установленные по вышеуказанному Титулу (1-ый и 2-ой комплект защит). В каждом микропроцессорном терминале БЭ2714 308 1-го и 2-го комплектов защит предусматривается реализация защит:

- дифференциальная защит трансформатора;
- газовая защита трансформатора (2 ступени);
- газовая защита РПН (1 ступень);
- защиту от перегрузки;
- МТЗ вводов 20 кВ НН1, НН2;
- токовый контроль стороны ВН, НН для технологических защит;
- токовый контроль сторон ВН, НН для пуска автоматики охлаждения (2 ступени);
- ОЗШ НН1, ОЗШ НН2 (2 ступени).

Цепи газовой защиты трансформатора и РПН, а также цепи технологических защит выполняются с применением реле, позволяющим осуществлять контроль изоляции, для исключения ложного срабатывания при замыкании данных цепей на «землю».

В качестве устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации силовых трансформаторов используются установленные по вышеуказанному Титулу существующие шкафы ШЭ2607 154 производства 2024 года НПП ЭКРА (шкафы №81, №82 в релейном зале). Установленные в шкафах МП терминалы предусматривается применить в порядке, приведённом в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Порядок применения существующих шкафов защит трансформаторов

Номер шкафа в ОПУ	Тип шкафа (год производства)	Сущ. назначение шкафа	Новое назначение шкафа	Установленные МП терминалы
81	ШЭ2607 154 (2024 г.)	Защиты трансформатора 10/20 кВ Т-3	1-ый комплект защит и АРКТ трансформатора 220/20 кВ Т-3	БЭ2714 308 БЭ2502А 0501
82	ШЭ2607 154 (2024 г.)	Защиты трансформатора 10/20 кВ Т-4	2-ой комплект защит трансформатора 220/20 кВ Т-3	БЭ2714 308 БЭ2502А 0501 (резерв)
83	ШЭ2607 154 (2024 г.)	Защиты трансформатора 10/20 кВ Т-5	1-ый комплект защит и АРКТ трансформатора 220/20 кВ Т-4	БЭ2714 308 БЭ2502А 0501
84	ШЭ2607 154 (2024 г.)	Защиты трансформатора 10/20 кВ Т-6	2-ой комплект защит трансформатора 220/20 кВ Т-4	БЭ2714 308 БЭ2502А 0501 (резерв)

В соответствии с Приказом 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" при подключении силовых трансформаторов к РУ 220 кВ через кабельную вставку должна предусматриваться дифференциальная защита ошиновки 220 кВ силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 (см. п. 63). Проектом предусматривается установка одного шкафа ШЭ2607 051051 с двумя МП устройствами дифференциальной токовой защиты ошиновки 220 кВ силовых трансформаторов Т-3 и Т-4.

В существующем МП терминале БЭ2502А 0501 (АРКТ) после обновления ПО будут

реализованы функции управления работой и сигнализации РПН силового трансформатора 220/20 кВ.

Блокировка регулирования выполняется:

- по току стороны ВН (фаза Iа);
- одному линейному напряжению трансформатора напряжения 20 кВ (для исключения повышения напряжения более допустимого);
- температуре в баке РПН;
- положению выключателя НН;
- блокирование команд на повышение/понижение напряжения при достижении крайних положений привода РПН, определяемых пользователем.

Управление РПН предусматривается:

- местное (кнопками с лицевой панели терминала или выносными ключами) управление регулятором);
- дистанционное (через АСУ ТП) управление регулятором;

Для выполнения функций автоматического управления существующими выключателями 220 кВ, а также управления присоединением 220 кВ новых силовых трансформаторов 220/20/20 кВ в ОПУ устанавливается по одному шкафу ШЭ2607 419 с одним МП устройством. В каждом микропроцессорном терминале реализуются функции:

- устройство резервирования отказа выключателя;
- автоматика управления выключателем;
- контроль цепей постоянного тока;
- защита электромагнитов включения и отключения выключателя;
- контроль времени включения и отключения выключателя;
- ОБР коммутационных аппаратов присоединения 220 кВ.

3.2 Релейная защита резисторов 20 кВ Т-3, Т-4

Проектом предусматривается использование существующих резисторов 20 кВ, а также шкафов защит резисторов 20 кВ ШЭ2607 129 производства 2024 года НПП ЭКРА (шкафы №93, №94 в ОПУ), установленных по вышеуказанному Титулу.

3.3 РЗА шин 220 кВ

Предусматривается внесение изменения в существующую защиту шин 220 кВ. На ПС 220 кВ Молжаниновка установлены два комплекта дифференциальной защиты шин. Релейная защита шин выполнена с использованием микропроцессорного устройства типа 7SS52 (два комплекта), состоящего из отдельных терминалов присоединений (7SS525) и центрального терминала (7SS522), соединенного с ними посредством оптоволоконных кабелей.

В существующую схему ДЗШ 220 кВ будут внесены изменения, включающие в себя:

- подключение аналоговых цепей ячеек 220 кВ силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 к существующим МП терминалам присоединений 7SS525;

- отключение выключателей 220 кВ силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 всех без выдержки времени;

- на пуск УРОВ выключателей 220 кВ силовых трансформаторов Т-3 и Т-4.

Объем работ по интеграции будет уточнен на этапе разработки рабочей документации.

3.4 Центральная сигнализация

В рамках данного титула предусматривается внесение изменений в существующую систему сигнализации. Проектом предусматривается дополнить перечни сигналов аварийной, предупредительной и технологической сигнализации, собираемых на АРМ, новыми сигналами от устанавливаемых новых МП устройств, а также используемых существующих МП терминалов.

Объем работ по интеграции будет уточнен на этапе разработки рабочей документации.

3.5 РЗА вводных ячеек 20 кВ.

Для резервирования защит отходящих присоединений и защиты секций шин РУ 20 кВ проектом предусматривается использовать существующие МП терминалы НПП ЭКРА типа БЭ2502А 0302 2024 г. производства, установленные в вводных ячейках 20 кВ.

В комплекте включены следующие функции:

- суммарная защита шин: МТЗ включенная на разность токов ввода и СВ (для отстройки от к.з. на соседней секции);
- логика включения по АВР;
- автоматика управления выключателем;
- регистратор событий;
- аварийный осциллограф.

Функция защиты ТЗНП с.ш. 20 кВ предусмотрена в МП терминале защиты резистора. Установка отдельного устройства ТЗНП не предусматривается.

3.6 РЗА в ячейке секционного выключателя 20кВ.

Для управления секционным выключателем 20 кВ предусматривается использовать существующие МП терминалы НПП ЭКРА типа БЭ 2502А 0201 2024 г. производства, установленные в секционных ячейках 20 кВ. Для защиты от протекания токов КЗ, а также защиты от повреждений в секциях 20 кВ в существующем МП устройстве типа БЭ 2502А 0201 введено МТЗ, а также токовый контроль защит от дуговых замыканий КЗШ и ОЗШ и ТЗНП. Схема АУВ СВ содержит в себе алгоритм включения от внешнего сигнала АВР.

3.7 РЗА в ячейках линейных выключателей 20 кВ.

Для защиты и управления отходящих линий 20 кВ, на каждой линии предусматривается использовать существующие МП терминалы НПП ЭКРА типа БЭ2502А 1802 2024 г. производства, установленные в ячейках присоединений 20 кВ. Подключение терминала трехфазное трехрелейное.

В рамках проектирования предусматривается ввод в работу функции ТЗНП.

В КРУ-20 кВ на 1-4 секциях шин 20 кВ установлены по две ячейки отходящих присоединений:

- фидер 20 кВ для нужд ОАО "РЖД" (70034α, 70034β, 70034γ, 70034б);
- фидер 20 кВ, находящийся в резерве.

Кабельные линии 20 кВ от 1-2 с.ш. 20 кВ ПС Мельниково (70034α, 70034β) подключаются к одной с.ш. со стороны РП ОАО "РЖД". Аналогичным образом подключаются кабельные линии от 3-4 с.ш. 20 кВ ПС Мельниково (70034γ, 70034б). При

подключении к нагрузке фидеров 20 кВ в КРУ-20 кВ ПС Мельниково, находящихся в данный момент в резерве, и при аварийном отключении одного из вводов КРУ-20 кВ ПС Мельниково возможно протекание дополнительной мощности через шины РП ОАО "РЖД", выходящей за пределы пропускной способности КЛ 20 кВ для нужд ОАО "РЖД".

В целях исключения кольцевого перетока мощности (с учетом перспективы присоединения дополнительных потребителей (нагрузок) в КРУ-20 кВ ПС Мельниково) через шины РП ОАО "РЖД" в случае аварийного отключения одного из вводных выключателей КРУ-20 кВ ПС Мельниково проектом предусматривается ввод в работу направленной МТЗ в существующих МП устройствах НПП ЭКРА типа БЭ2502А 1802 на присоединениях 70034α, 70034β, 70034γ, 70034б. Направленная МТЗ должна быть введена в работу при вводе в работу резервных присоединений 20 кВ.

Нормальное направление перетока мощности - от секций 20 кВ ПС 220 кВ Мельниково к секции 20 кВ РП 20 кВ (тяговой подстанции) ОАО "РЖД". При установлении направления перетока мощности от сек 20 кВ РП 20 кВ ОАО "РЖД" к сек 20 кВ ПС 220 кВ Мельниково срабатывает орган направления мощности и действием МТЗ происходит отключение ВВк, на котором зафиксировано отличное от нормального направление перетока мощности.

3.8 РЗА в ячейках ТН 20 кВ.

Для каждой ячейки трансформаторов напряжения 20 кВ предусматривается использовать существующие МП терминалы НПП ЭКРА типа БЭ2502А 0402 2024 г. производства, установленные в ячейках ТН 20 кВ с функциями:

- контроль напряжения на секции шин;
- защита минимального напряжения;
- защита от замыканий на землю по напряжению нулевой последовательности (3U0);
- регистратор событий;
- аварийный осциллограф.

3.9 РЗА шин 20 кВ.

Для защиты шин 20 кВ от дуговых замыканий предусматривается:

- использование существующей клапанной защиты (КЗШ) от дуговых замыканий, выполненной в ячейках 20 кВ на базе МП устройств, установленных в ячейках 20 кВ. Реконструкция о модернизация существующей клапанной защиты не предусматривается.

- оснащение ячеек 20 кВ новой оптической защиты от дуговых замыканий ОЗШ НН1 и ОЗШ НН2.

В соответствии с руководящими указаниями по реализации дуговой защиты шин 6-20 кВ ПАО «МОЭСК» ОЗШ НН1 и ОЗШ НН2 реализуется в составе новых двух комплектах защит силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 (см. 4.1). Решениями по организации ОЗШ предусматривается:

- организация независимого от других защит питания от отдельного автоматического выключателя с формированием отдельных шинок дуговой защиты;
- контроль срабатывания оптических датчиков, установленных в ячейках выключателей вводов 20 кВ, СВ 20 кВ, а также в сборных шинах и кабельных отсеках отходящих присоединений;
- прием сигналов срабатывания УРОВ от смежных секций 20 кВ;
- другие решения, предусмотренные руководящими указаниями.

4 Технологические решения ПА

В соответствии с выводами, отраженными в томе расчета режимов (6350-25-РЭР), не выявлена необходимость установки устройств автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН) и автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

Для выполнения функций АЧР/ЧАПВ предусматривается внесение изменений:

- в логику устройства с обновлением программного обеспечения существующих МП терминалов сигнализации ТН 20 кВ, установленных в ячейках 20 кВ 1-4 секция шин 20 кВ;

- в принципиальные схемы отходящих присоединений 20 кВ, предусматривающие прокладку между ячейками отсутствующих шинок АЧР/ЧАПВ, установка в ячейках отходящих присоединений 20 кВ переключателей ввода/вывода АЧР/ЧАПВ и другие работы, перечень которых будет уточнен на этапе разработки рабочей документации;

- логику устройства с обновлением программного обеспечения существующих МП терминалов защиты, управления и сигнализации, установленных в ячейках отходящих присоединений 20 кВ, предусматривающих отключение от АЧР и включение от ЧАПВ.

Функциями АЧР предусматривается:

- диапазон регулирования уставок по частоте срабатывания всех ступеней АЧР от 45 до 51 Гц с дискретностью не более 0,01 Гц.;
- блокировка по предотвращению срабатывания при выбеге электродвигателей по скорости снижения частоты

Объем отключаемой нагрузки уточняется сетевой организацией на основании задания по настройке и объемам АЧР, выдаваемого системным оператором.

Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных при срабатывании АЧР, применяется – ЧАПВ. Функция ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и дает импульс на включение отключенных потребителей. Возможно автоматическое повторное включение до 6 ступеней ЧАПВ. Предусмотрена возможность блокирования или разрешения работы алгоритма ЧАПВ по дискретному входу от внешних устройств, а также вывода алгоритма ЧАПВ от переключателя.

Устанавливаемые комплекты АЧР позволяют подключить под действие АЧР нагрузку в полном объеме с учетом задания отдельной группы уставок на каждое присоединение (фидер).

5 Регистрация аварийных событий

Микропроцессорные терминалы, устанавливаемые в рамках данного титула, содержат функцию осциллографирования.

Проектом предусмотрен объем работ по интеграции новых устройств в существующую систему автономной регистрации аварийных событий, переходных и установившихся процессов в энергосистемах, а также для проведения различного вида измерений и исследований.

6 Автоматизированная система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов 220/20 кВ

Проектом предусматривается организация на ПС 220/20 кВ «Мельниково» системы диагностического мониторинга проектируемых силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 40000/220/20 кВ.

АСМД построена по трехуровневой схеме на базе современных программно-технических средств, реализующих основные информационные функции. Вся информация, собранная на первом уровне, преобразуется в цифровой вид на втором уровне системы и передается на третий уровень по протоколу 60870-5-104. Третий уровень АСМД интегрируется в АСУ ТП по 61850-8-1 MMS.

АСМД предусмотрена в соответствие с СТО 56947007-29.200.10.011-2008 (изм. 12.12.2019) ОАО «ФСК ЕЭС» «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования», решаются задачи измерения, контроля и сигнализации параметров состояния трансформатора, использующие текущую информацию от соответствующих датчиков (алгоритмы решения большинства задач основаны на определении отклонения контролируемого параметра за заданные пределы).

Контролируемые параметры:

- температуры верхних/нижних слоев масла;
- текущее положение РПН;
- срабатывание устройств защит трансформаторного оборудования;
- токи и напряжения;
- сигнализация ШАОТ, в т.ч. текущий режим управления;
- контроль вводов (tgd, емкость ввода).

В рамках проекта организовывается удалённый доступ к системе для просмотра, отслеживания и изменения параметров от АРМ профильных подразделений.

7 Автоматизированная система мониторинга частичных разрядов КЛ 220 кВ

Система мониторинга частичных разрядов предназначена для постоянного мониторинга в реальном времени и наблюдения развития частичных разрядов (ЧР) в Концевых Муфтах (КМ).

Мониторинг проводится в режиме реального времени, штатно измерения запускаются каждые 4 часа. При скачкообразном изменении уровня ЧР запускаются внеплановые измерения. Данные сохраняются на сервере, что обеспечивает возможность просмотра архива и текущих данных.

В систему ЧР заложена экспертная система, позволяющая определять тип дефекта и локацию этого дефекта на линии.

Система обеспечивает доступ к журналам и отчётам для отслеживания состояния системы, возможность построения трендов по амплитуде, интенсивности и количеству ЧР.

Система оценивает состояние КЛ по трём критериям: амплитуда, мощность и количество импульсов. Для каждого из критериев имеется возможность устанавливать порог срабатывания:

- предупредительный;
- аварийный.

Оборудование ЧР настраивается в режиме эксплуатации кабельной линии по каждому каналу (от каждого датчика) индивидуально для исключения ложных срабатываний. Аварийные и предупредительные уставки выставляются по каждому каналу отдельно с учетом характеристик каждой фазы КЛ.

В рамках проекта организовывается удалённый доступ к системе для просмотра, отслеживания и изменения параметров от АРМ профильных подразделений.

Система состоит из регистратора высокочастотных импульсов ЧР, регистратора акустических сигналов ЧР, высокочастотных датчиков тока, акустических датчиков, контроллера доступа к данным, сервера ЧР.

8 Организация каналов связи

Для организации каналов связи предусматривается строительство двух проектируемых волоконно-оптических кабелей на 48 оптических волокон (основной и резервный) на участке ПС 220/20 кВ «Мельниково» – ПС «Молжаниновка». Для снижения вероятности одновременного повреждения основной и резервный кабель проходят по географически разнесенным трассам. На проектируемой ПС 220/20 кВ Мельниково и на существующей ПС «Молжаниновка» проектируемые волоконно-оптические кабели (основной и резервный) заводятся в помещение связи и расшиваются на проектируемые оптические кроссы. Оптические кроссы на ПС 220/20 кВ Мельниково устанавливаются в помещении связи в проектируемый 19” шкаф связи. Место установки оптических кроссов на ПС «Мельниково» определяется на стадии «П» при выполнении проектной документации.

Для организации основных и резервных каналов передачи данных на ПС 220/20 кВ «Мельниково» предусматривается установка основного и резервного коммутатора и основного и резервного маршрутизатора, с протоколом динамической маршрутизации OSPF, а так же межсетевых экранов для обеспечения безопасности сети. Для обеспечения надежности и безопасности серверы телемеханики ПС отделены от локально-вычислительной сети ПС в выделенный технологически сегмент. Серверы телемеханики подключаются к сети с помощью двух резервируемых сетевых интерфейсов, подключенных к разным коммутаторам. Для реализации информационного обмена с диспетчерскими пунктами и центрами управления сетями филиалов ПАО «Россети Московский регион» используется протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Приоритетность телеметрического трафика в мультисервисной IP-сети гарантируется посредством технологии QoS.

Для организации основного канала связи для передачи сигналов организуется сетевой тракт ПС 220/20 кВ «Мельниково» – ПС «Молжаниновка» через существующий коммутатор

EX2200 на ПС «Молжаниновка» и далее в направлении сети передачи данных ПАО «Россети» Московский регион. Для организации резервного канала связи для передачи сигналов организуется сетевой тракт ПС 220/20 кВ «Мельниково» – ПС «Молжаниновка» через существующий коммутатор DGS1100 на ПС «Молжаниновка» и далее в направлении сети передачи данных ПАО «Россети» Московский регион. Схема организации приведена на чертеже 6350-25-ОТР-СС, матрица распределения каналов связи на чертеже 6350-25-ОТР-МРКС.

9 Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)

В данном разделе изложены основные технические решения по расширению системы автоматизации подстанции на базе программно-технических комплексов (ПТК) АСУ ТП ПС 220/20 кВ Мельниково.

На ПС 220/20 кВ Мельниково функционируют два ПТК АСУ ТП производства Siemens и TOPAZ. Настроена передача данных фиксируемых АСУ ТП Siemens в АСУ ТП/ССПИ TOPAZ.

Каждая система АСУ ТП Siemens в АСУ ТП/ССПИ TOPAZ выполнены как трёх уровневые системы со шкафами питания.

В данном разделе приведены технические решения расширения АСУ ТП/ССПИ TOPAZ.

Режим функционирования подстанции

Режим функционирования подстанции без постоянного дежурного оперативного персонала. Анализ ситуаций, принятие решений и управление подстанцией осуществляется оперативно-диспетчерским персоналом ЦУС Филиала ПАО «Россети – Московский регион» на основе собранной на подстанции (ПС) телеинформации, передаваемой с помощью каналов и средств связи и передачи данных, по которым также передаётся и выданные оперативно – диспетчерским персоналом управляющие команды на коммутационные аппараты (КА) ПС.

Дистанционное управление подстанцией обеспечивает оперативно - диспетчерскому персоналу ЦУС Филиала ПАО «Россети – Московского региона» текущей телеинформации, а также дистанционного управления оборудованием подстанции в следующем объеме:

- Контроль текущего состояния главной схемы ПС и схемы собственных нужд;
- Контроль текущего технологического режима ПС;
- Контроль параметров, характеризующих состояние оборудования на ПС.
- Сигнализация технологических срабатываний (работа устройств РЗА, недопустимое отклонение параметров, характеризующих режим, неисправности оборудования) в объеме, достаточном для анализа режима работы ПС и принятия соответствующих решений;
- Сигнализация по информации о состоянии особо важного оборудования и помещений ПС.
- Телеуправление КА питающих и отходящих присоединений главной схемы ПС.

С целью обеспечения автоматизированного управления подстанцией, эффективности и безопасности работы персонала оперативно-выездных бригад (ОВБ) предусматривается организация специальных пунктов управления с автоматизированными

рабочими местами (АРМ):

- АРМ ОП №1 (АСУ ТП Siemens) и АРМ ОП №2 (АСУ ТП/ССПИ TOPAZ), как центральный пункт управления, на которые выводится вся необходимая для оперативных переключений информация обеспечивающая эффективность и безопасность работы персонала ОВБ.

Цели и назначение расширение системы

Целью расширения АСУ ТП является комплексная автоматизация технологических процессов подстанции с учётом расширения на базе современных аппаратно-программных средств автоматизации и телекоммуникаций с целью обеспечения максимальной эффективности решения задач передачи, преобразования и распределения электроэнергии.

АСУ ТП главное средство ведения оперативным персоналом технологических процессов, обеспечивающее требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации основного оборудования во всех режимах функционирования подстанции.

Цель расширения АСУ ТП являются:

- Повышение эффективности функционирования и управления подстанции в нормальных и аномальных (в том числе аварийных) режимах;
- Своевременное предоставление оперативно-диспетчерскому персоналу достоверной информации о ходе технологического процесса, состоянии оборудования;
- Обеспечение системной и комплексной интеграции систем, функционирующих на подстанции;
- Обеспечение персонала ретроспективной технологической информации для анализа, оптимизации и планирования работы оборудования и его ремонта;
- Повышение эффективности информационного обмена с вышестоящими уровнями управления режимами работы и эксплуатации электрических сетей;
- Повышение уровня информационной и общей безопасности функционирования подстанции, улучшение эксплуатационного обслуживания основного и вспомогательного технологического оборудования, а также снижение эксплуатационных расходов подстанций;
- Снижение уровня аварийности, снижение ущерба от аварий и сокращение сроков ликвидации аварий;
- Снижение затрат на техническое обслуживание подстанций;
- Снижение трудозатрат на изготовление аппаратуры, монтаж и эксплуатационные проверки систем управления.

Управляемыми элементами расширения являются:

- Выключатели 220 кВ, 20 кВ;
- Разъединители и заземляющие ножи 220 кВ;
- автоматика регулирования коэффициента трансформации РПН трансформаторов Т-3 и Т-4 220/20/20 кВ.

Расширяемые технологические функции:

- Измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии проектируемого оборудования;
- Контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за

предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран;

- Представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС). Отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений вновь вводимых аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы;

- Технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ, фильтрация, обработка;

- Автоматизированное управление оборудованием подстанции: выключателями, разъединителями, заземляющими ножами, приводами РПН;

- Удаленное изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, АСУ ТП: переключение групп уставок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций и др.;

- Программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка);

- Регистрация аварийных событий посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, РАС;

- Мониторинг работы первичного оборудования. Учет ресурса коммутационного оборудования;

- Информационное взаимодействие с имеющимися на подстанции автономными цифровыми системами по стандартным протоколам;

- Обмен оперативной информацией с ЦУС Филиала ПАО «Россети Московского региона» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ, с использованием протокола обмена данных МЭК 60870-5-104.

Расширяемые общесистемные функции:

Организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций, обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни;

Тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;

Синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем по сигналам системы единого времени;

Архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени;

Защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;

Документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала.

9.1 Виды и основные характеристики входных сигналов

Аналоговые сигналы

Источниками аналоговой информации являются:

Сигналы, от вторичных измерительных обмоток трансформаторов тока 220 кВ – 1А и от вторичных измерительных обмоток трансформаторов напряжения 220 кВ – ~ 57,7 В/100 В, подключены к существующим устройствам измерения TOPAZ TM PM7-W;

Сигналы, получаемые от вторичных измерительных обмоток устанавливаемых трансформаторов тока 20 кВ (УРЗН-1 Т-3.1, Т-3.2, Т-4.1, Т-4.2) – 5А и от вторичных измерительных обмоток трансформаторов напряжения 20 кВ – ~ 57,7 В/100 В, подключаются к устанавливаемым устройствам измерения TOPAZ HVD3 RTU5 в шкафу TOPAZ.СК.ШИП.1223;

Положение ступеней РПН трансформаторов Т-3, Т-4 – подключаются в существующие терминалы РЗА.

Ввод текущих по-фазных значений токов и напряжений от измерительных обмоток трансформаторов тока и напряжения реконструируемых присоединений 220 кВ осуществляться напрямую в существующие устройства TOPAZ TM PM7-W в составе АСУ ТП, установленные в шкафу ШСИЗ.

Информация о положении анцапф РПН трансформаторов Т-3, Т-4 должна поступать в АСУ ТП в цифровом виде от регуляторов автоматики РПН.

Дискретные сигналы

В АСУ ТП дискретная информация вводится как в виде «сухого контакта», так и в цифровом коде.

Дискретная информации присоединений ГТ-1А, ГТ-1Б 220 кВ и вводов Т-3, Т-4 (положение коммутационных аппаратов, состояние и факты срабатывания устройств МП РЗА и вспомогательного оборудования и т.д.) и аварийно-предупредительная сигнализация уже заведена в существующую АСУ ТП/ССПИ TOPAZ.

Дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов 220 кВ (выключатели, разъединители, заземляющие ножи) введены в существующие устройства TOPAZ (присоединений) 220 кВ, контрольным экранированным кабелем типа подключения «сухой контакт».

Дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов 20 кВ (выключатели, выкатные элементы тележек выключателей, разъединители, заземляющие ножи) введены в TOPAZ HVD3 RTU5 (присоединений) 20 кВ сигналами типа «сухой контакт».

Дискретная информация по состоянию и контролю инженерных и вспомогательных систем (охранная сигнализация, пожарная сигнализация, автоматика охлаждения трансформаторов, отопление и вентиляция) должны вводиться в контролеры присоединений АСУ ТП контрольным экранированным кабелем сигналами типа «сухой» контакт.

Источниками дискретных сигналов аварийно-предупредительной сигнализации являются микропроцессорные устройства смежных автономных подсистем, сигналы диагностики основного и вспомогательного оборудования.

Предусмотрен ввод дискретных сигналов от вводимых устройств МПТ РЗА Т-3 и Т-4 ВН 220 кВ (защиты с функцией АУВ) в существующую АСУ ТП/ССПИ TOPAZ.

Интеграция устанавливаемых МПТ РЗА Т-3 и Т-4 ВН 220 кВ (защиты с функцией АУВ)

для передачи данных по цифровым каналам предусмотрено использование протокола МЭК 61850.

Дискретные сигналы, вводимые в существующую АСУ ТП/ССПИ TOPAZ, получают метку времени непосредственно в устройствах АСУ ТП/ССПИ TOPAZ.

9.2 Виды и основные характеристики выходных (управляющих) сигналов

В качестве выходных сигналов используются дискретные и цифровые сигналы, при помощи которых обеспечивается управление оборудованием подстанции.

В общем случае предусматривается возможность передачи из АСУ ТП следующей информации (команд):

- Команды оперативного управления коммутационными аппаратами 220 кВ, 20 кВ;
- Команды оперативного управления приводами анцапф РПН;
- Команды переключения режимов управления приводов РПН;
- Команды квитирования сигнализации.
- Устройства, на которые поступают управляющие дискретные сигналы представляют собой:
- МПТ РЗА с функциями автоматики управления выключателем (АУВ) присоединений 220 кВ (устанавливаемых), 20 кВ (существующих);
- ЭМО выключателей 220 кВ, 20 кВ;
- Моторные приводы разъединителей и заземляющих ножей 220 кВ;
- Электромагнитные блок-замки разъединителей и заземляющих ножей 220 кВ;
-Регуляторы РПН трансформаторов Т-3, Т-4.

9.3 Организация информационного обмена

Средствами ПТК АСУ ТП/ССПИ TOPAZ подстанции обеспечиваться передача оперативно-диспетчерской телеинформации в ЦУС Филиала ПАО «Россети Московского региона» и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

Проектными решениями предусмотрено расширение передаваемой оперативно-диспетчерской телеинформации в ЦУС Филиала ПАО «Россети Московского региона» в части вновь вводимых сигналов от проектируемых устройств МПТ РЗА Т-3 и Т-4 (защиты с функцией АУВ) и устройств измерения TOPAZ HVD3 RTU5 (УРЗН-1 Т-3.1, Т-3.2, Т-4.1, Т-4.2 присоединений 20 кВ).

Электропитание проектируемых устройств расширения АСУ ТП/ССПИ TOPAZ должно быть организовано от двух независимым источникам ЩПТ-1 и ЩПТ-2, напряжение питания =220 В DC.

10 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

Объектом автоматизации является система учета электрической энергии ПС 220/20 кВ «Мельниково» в части вновь вводимых точек учета на присоединениях:

- ввод 220 кВ Т3;

- ввод 220 кВ Т4;
- 1 СШ 20 кВ Т3;
- 2 СШ 20 кВ Т3;
- 3 СШ 20 кВ Т4;
- 4 СШ 20 кВ Т4.

Проектом предусматривается модернизация существующей АИИСКУЭ в следующем объеме:

- установка новых измерительных ТТ на присоединениях 220 кВ Т3 и ввод 220 кВ Т4 и подключение их к существующим счётчикам.

- замена измерительных ТТ на присоединениях 1 СШ 20 кВ Т3, 2 СШ 20 кВ Т3, 3 СШ 20 кВ Т4, 4 СШ 20 кВ Т4 и подключение их к существующим счётчикам.

Схема электрическая принципиальная с указанием точек учёта приведена на чертеже 6350-25-ОТР-ГЭСУ, структурная схема приведена на чертеже 6350-25-ОТР-АИИСКУЭ.

Замена ТТ производится в связи с тем, что после замены силовых трансформаторов Т-3, Т-4, Т-5, Т6 существующие ТТ перестанут удовлетворять требованиям п.1.5.17 ПУЭ 6 изд.

Перечень и характеристики, модернизируемых ИИК представлены в таблице 1.

11 Обоснование принятой продолжительности строительства, реконструкции, капитального ремонта объекта капитального строительства и отдельных этапов строительства, реконструкции

Продолжительность строительства объекта принята на основании СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий и сооружений» «Общие положения» Приложение 3 «Расчетный метод определения продолжительности строительства объектов, не имеющих прямых норм в СНиП 1.04.03-85*».

Продолжительность строительства определяется по формуле: Тн = А1√С + А2С

где:

С – объем строительно-монтажных работ, млн. руб в ценах, действующих с 1984 г. (коэффициент перевода из цен 2000 г. в цены 1984 г. – 21,61);

А1 и А2 – параметры уравнения, определенные по данным статистики для объек-тов электроэнергетики.

Значения коэффициентов по таблице Приложения 3 СНиП 1.04.03-85*:

А1 = 11,6;

А1 = 0,2.

Общая продолжительность строительства составляет:

Т_н = 12 мес. (с учетом подготовительного периода 10-15% от общей продолжительности строительства).

Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Обозначение монтажной единицы	ТЧ1Е, ТЧ2Е, ОК1Е		W1E		Т-1	Т-3	W3E		W4E		ТОСН 25 МВА	Т-2
Дистанционное наименование	Шинные аппараты I СШ 220, II СШ 220 Шиносекционный выключатель ШСВ 220		КВЛ 220 кВ Мельниково(ВЛ -Смедово) I цепь		Трансформатор Т-1	Трансформатор Т-3	КВЛ 220 кВ Мельниково(ВЛ -Смедово) II цепь		КВЛ 220 кВ Мельниково(ВЛ-Смедово) II цепь		Разряд	Трансформатор Т-2
Конструкция фазы линии			AC-400/51				AC-400/51		AC-400/51			
Конструкция фазы ошиновки ячейки			/ 2XSFLLY 1x630 RM/2x3 - 121/220				2XSFLLY 1x630 RM/2x3 - 121/220		2XSFLLY 1x630 RM/2x3 - 121/220			

Номер ячейки	13	14	15	16	17	18	19	20
Обозначение монтажной единицы	Т-11	СВ	СР	Т-2-2	ТЧ2К			
Дистанционное наименование	ТН 1 шт 10 кВ	Трансформатор Т-1 Ввод 1 сек	СВ 3-х сек	СР 2 секционный	Трансформатор Т-2 Ввод 2 сек	ТН 2 шт 10 кВ		
Конструкция фазы линии								
Конструкция фазы ошиновки ячейки								

Номер ячейки	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Обозначение монтажной единицы	W2		TV1J	GT3J1	GE1J	GS1J	GT4J2	TV2J	W2J			
Дистанционное наименование	ЯОЭ- 4	резерв	Шинка 1 секции	Трансформатор Т-3 Ввод 1	СВ 1-х сек 20	СР 1 сек 20	Трансформатор Т-4 Ввод 2	Шинка 2 секции	резерв	ЯОЭ- 3		
Конструкция фазы линии				АС95/р 3х2х300/95-20 Вст = 122 А		АС95/р 3х3х300/95-20 Вст = 69 А	АС95/р 3х3х300/95-20 Вст = 69 А	АС95/р 3х2х300/95-20 Вст = 122 А				
Конструкция фазы ошиновки ячейки												

Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Обозначение монтажной единицы	ЯОЭ- 5	резерв	Шинка 1 секции	Трансформатор Т-4 Ввод 2	СВ 1-х сек 20	СР 1 сек 20	Трансформатор Т-3 Ввод 1	Шинка 2 секции	резерв	ЯОЭ- 6		
Конструкция фазы линии				АС95/р 3х2х300/95-20 Вст = 122 А		АС95/р 3х3х300/95-20 Вст = 69 А	АС95/р 3х3х300/95-20 Вст = 69 А	АС95/р 3х2х300/95-20 Вст = 122 А				
Конструкция фазы ошиновки ячейки												

Номер ячейки	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Обозначение монтажной единицы	LW										TVW	T-11	CB	CP	T-2-2	TVZK							LUK
Дистанционное наименование	ДГА-1	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	ТН 1 шт 10 кВ	Трансформатор Т-1 Ввод 1 сек	СВ 3-х сек	СР 2 секционный	Трансформатор Т-2 Ввод 2 сек	ТН 2 шт 10 кВ	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	ДГА-4
Конструкция фазы линии																							
Конструкция фазы ошиновки ячейки																							

Номер ячейки	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79
Обозначение монтажной единицы	LVW										TVW	T-15	CB	CP	T-2-6	TVWK								LWK
Дистанционное наименование	ДГА-5	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	ТН 1 шт 10 кВ	Трансформатор Т-4 Ввод 1 сек	СВ 5-х сек	СР 6 секционный	Трансформатор Т-2 Ввод 6 сек	ТН 6 шт 10 кВ	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	ДГА-6
Конструкция фазы линии																								
Конструкция фазы ошиновки ячейки																								

Номер ячейки	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
Обозначение монтажной единицы	LW										TVW	T-13	TN1	CB	CP	T-2-4	TVWK								LUK
Дистанционное наименование	ДГА-3	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	ТН 1 шт 10 кВ	Трансформатор Т-3 Ввод 1 сек	ТСН-1	СВ 3-х сек	СР 4 сек	Трансформатор Т-2 Ввод 4 сек	ТН 4 шт 10 кВ	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	ДГА-4
Конструкция фазы линии																									
Конструкция фазы ошиновки ячейки																									

Номер ячейки	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106
Обозначение монтажной единицы	LW										TVW	T-17	CB	CP	T-2-8	TN2	TVWK								LWK
Дистанционное наименование	ДГА-3	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	ТН 1 шт 10 кВ	Трансформатор Т-4 Ввод 1 сек	СВ 3-х сек	СР 8 сек	Трансформатор Т-2 Ввод 8 сек	ТСН-2	ТН 8 шт 10 кВ	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	резерв	ДГА-8
Конструкция фазы линии																									
Конструкция фазы ошиновки ячейки																									

Наименование присоединения	Пропускная способность кабельных перемычек 20 , 220 кВ				Требуемая экономически пропускная способность (нормальный ремо) ДДТНАДЕТЕ, не менее, А
	Номер марки/сечение токопроводящей жилы, А				
	-28°С	+5°С	+15°С	+30°С	
КЛ 220 кВ Мельниково – Мельково №1, №2	85	84	84	84	126 / 111
ПС 220 кВ Мельково Т-3, Т-4 (ВН)	85	84	84	84	126 / 111
ПС 220 кВ Мельково Т-3, Т-4 (НН)	486	484	482	483	722 / 591
ПС 220 кВ Мельково Т-4, Т-3 (НН2)	486	484	482	483	722 / 591
ПС 220 кВ Мельково СВ 20 кВ 1-2, 3-4 СШ	243	242	241	242	361 / 490
КЛ 20 кВ (Т-3 НН1 – РУ 20 кВ ТП №1)	486	484	482	483	486 / 486
КЛ 20 кВ (Т-4 НН1 – РУ 20 кВ ТП №2)	487	484	482	483	487 / 487
КЛ 20 кВ (Т-3 НН2 – РУ 20 кВ ТП №3)	486	484	482	483	486 / 486
КЛ 20 кВ (Т-4 НН2 – РУ 20 кВ ТП №5)	487	484	482	483	487 / 487

Примечания

1. Данная схема разработана на основании Задания на проектирование по типиту "Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково" № 15.1-ПЗ.ДЗ.ДЗ.ПЗ.ЗОС.1 от 19.08.2024г.
2. Условной красной линией показано дополнительное оборудование, помимо существующих.
3. По постоянному оперативному току - постоянный 220 В от существующей аккумуляторной батареи.
4. Требуйте оригинал должны иметь следующие действующие документы:
   - На момент согласования проектной документации - Свидетельство об утверждении типа СИ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии типа СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин";
   - На момент ввода в эксплуатацию - Свидетельство о поверке или оттиски поверительного клейма. Сведения о проведенной поверке на поверенные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология".
5. Величина необходимого рабочего напряжения кабеля электроустановки 20 кВ и 220 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57380-2017 и составлять не менее 24 кВ и 252 кВ, соответственно.
6. Выбор ошиновок 220/20 кВ Т-3, Т-4 произведен с учетом перспективного развития мощности до 63 МВА в обходного переходу при отключении одного из трансформаторов.
7. Измерительные трансформаторы на момент ввода в эксплуатацию должны иметь действующие Свидетельство Госповерки об утверждении типа и действующее Свидетельство о поверке.
8. Трансформаторы тока 8 очередь КРУ, ТТН, ЯОЭ должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии 5 соответствующим класса точности от 1 ВА до 5ВА.
9. На ПС 220 кВ Мельниково для существующих ТТ 220 кВ с номинальным током 2000/1 А дополнительно допустимая нагрузка в обходной-допустимая нагрузка составляет 2400 А.

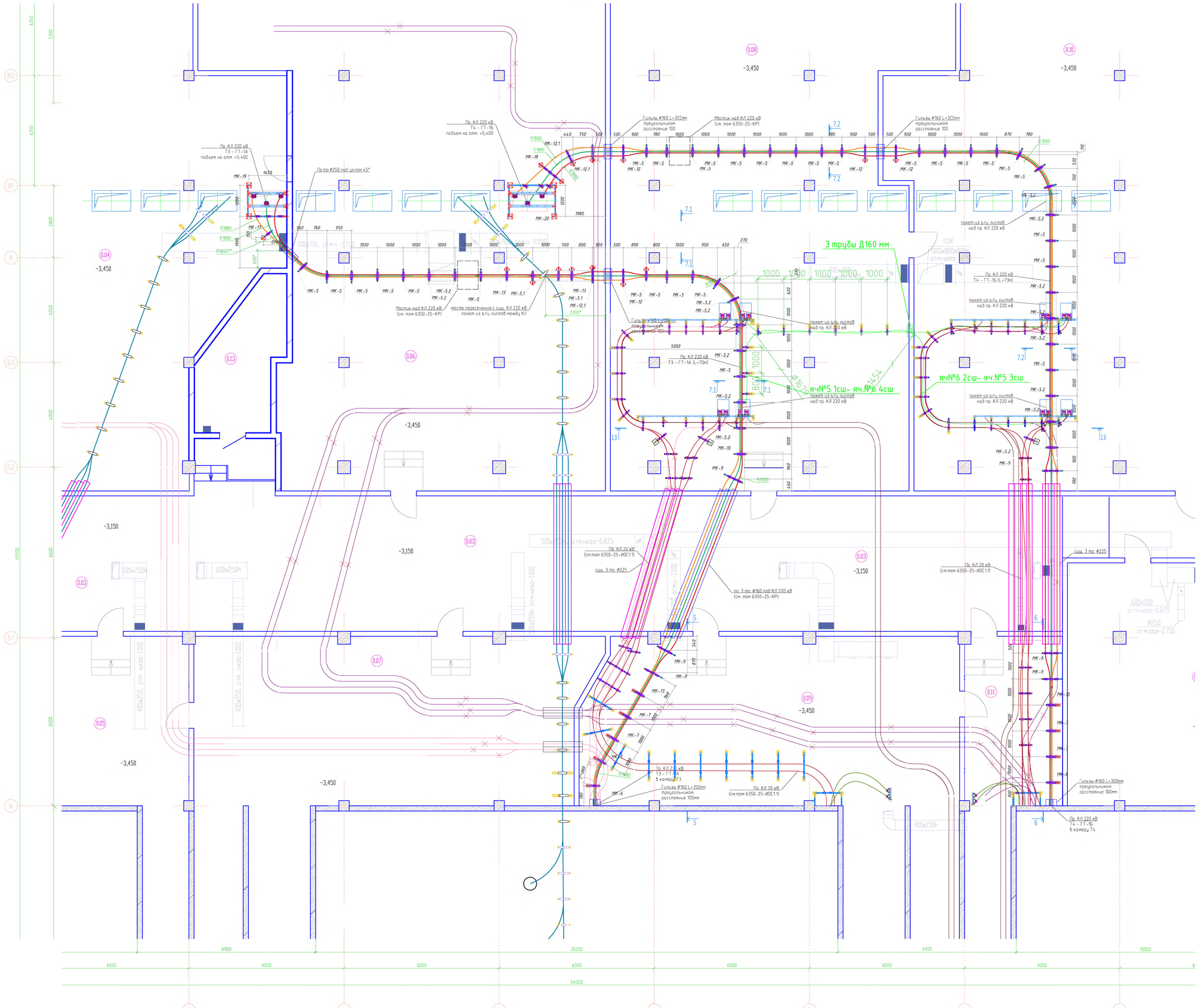
Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

Утверждено		
Первый заместитель генерального директора - Главный инженер ПАО "Россети Московский регион"	Подпись	Расшифровка фамилии, инициалов
		АВО
Первый заместитель директора - Главный инженер филиала ПАО "Россети Московский регион"	Подпись	Расшифровка фамилии, инициалов
Заместитель генерального директора-технический директор ПАО "Россети Московский регион"	Подпись	Расшифровка фамилии, инициалов
Первый заместитель директора - Главный инженер филиала АО "СЦ ЕЭС" Филиал РДУ	Подпись	Расшифровка фамилии, инициалов
Заместитель генерального директора ООО "СП-ИННОВАЦИИ"	Подпись	Расшифровка фамилии, инициалов

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	6350-25-Р-ИОС1.1		
Разраб.		Кадырова			19.08.2025	Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково		
Проверил		Сидорова			19.08.2025	Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Нач.отд.		Кадыров			19.08.2025		П	1	
Н.контр.		Сидорова			19.08.2025	Принципиальная электрическая схема	СП-ИННОВАЦИЯ		
ГИП		Морев			19.08.2025				

Формат А1х3

Фрагмент плана на отм. -3,450
М1:100



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
1		Бирка маркировочная	42		
2		Хомут для бирки маркировочной	42		
3	МК-5	Металлоконструкция для крепления кабеля	2		
4	МК-6	Металлоконструкция для крепления кабеля	1		
5	МК-7	Металлоконструкция для крепления кабеля	8		
6	МК-8	Металлоконструкция для крепления кабеля	2		
7	МК-9	Металлоконструкция для крепления кабеля	6		
8	МК-10	Металлоконструкция для крепления кабеля	39		
9	МК-11	Металлоконструкция для крепления кабеля	2		
10	МК-12	Металлоконструкция для крепления кабеля	5		
11	МК-13	Металлоконструкция для крепления кабеля	3		
12	МК-14	Металлоконструкция для крепления кабеля	1		
13	МК-15	Металлоконструкция для крепления кабеля	1		
14	МК-16	Металлоконструкция для крепления кабеля	2		
15	МК-17	Металлоконструкция для крепления кабеля	1		
16	МК-18	Металлоконструкция для крепления кабеля	1		
17	МК-19	Металлоконструкция для крепления кабеля	1		
18	МК-20	Металлоконструкция для крепления кабеля	1		

Примечания:
1. Спецификация составлена на 2 цепи.
2. Монтаж концевых муфт, элегазовых вводов выполнять согласно инструкции изготовителя.
3. Монтаж и прокладку кабелей выполнять в соответствии с требованиями ПУЭ гл.2.3, СНиП 3.05.06-85, и типовыми инструкциями завода изготовителя кабеля. Минимальный изгиб кабеля 220 кВ. см. ТУ на кабели завода - изготовителя.
4. Кабель крепится с шагом не более 1м.
5. Места крепления кабелей определяются на месте монтажа, исходя из удобства монтажа.
6. Монтаж кабелей выполнять по рекомендациям и под наблюдением представителей поставщиков (производителя) кабеля.
7. Все металлические конструкции должны быть заземлены и подсоединены к контуру защитного заземления ПС. Места присоединения стальной полосы к металлоконструкциям облудить.
8. Все металлические конструкции должны быть оцинкованы в заводских условиях горячим цинкованием.
9. Кабели покрыть огнезащитной пастой Стабитерм-225 толщиной слоя 1,0 мм (расход 1,7 кг/м^2).
10. Нарушенные при монтаже и сварке оцинкованные покрытия должны быть восстановлены металлополимерным составом "Химгранд-ЦПС" (расход 0,5 кг/м^2);
11. Конструктивные решения по монтажу металлоконструкций для прокладки кабеля см. чертежи ГЧ.5-ГЧ.6.
12. Медный провод, наконечники и крепежные элементы для ВЧ перемычки поставляются комплектно с элегазовым вводом (уточнить у поставщика).
13. Для крепления маркировочных бирок применить хомут типа КСС.
14. Размеры со * уточнить по месту.
15. ** - кабель гнуть по шаблону с предварительным прогревом кабеля.
16. Все размеры на чертеже даны в "мм".
17. Места стыковки медной и стальной полосы облудить в месте стыка и закрепить болтовым соединением.
18. Установка системы мониторинга частичных разрядов приведена в томе 6350-25-ИОС5.7 "Автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов КЛ 220 кВ".
19. Демонтажные работы по КЛ 20кВ см. том 6350-25-ИОС1.1.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС1.8-ГЧ.2			
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково			
Разраб.		Коллегаков			08.25	Система электроснабжения. Кабельные линии 220 кВ.	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Иванов			08.25		П		1
Н. контр.		Кузьмин			08.25	План на отм. -3,450	СП-ИННОВАЦИЯ		
ГИП		Морев			08.25				

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А0

Принятые условные обозначения:
In – номинальный ток расцепителя авт. выключателя, А
Ir – защита от перегрузки, А
Iкз.3 – ток трехфазного короткого замыкания, кА

Примечания:
1. Вновь устанавливаемое оборудование показано утолщенной красной линией.

Средства измерений должны иметь действующие:
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")
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").

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Кадырова			04.09.25
Проверил		Сидорова			04.09.25
Нач.отд.		Козырин			04.09.25
Н.контр.		Сидорова			04.09.25
ГИП		Морев			04.09.25

6350-25-ИОС1.7

Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково

Собственные нужны

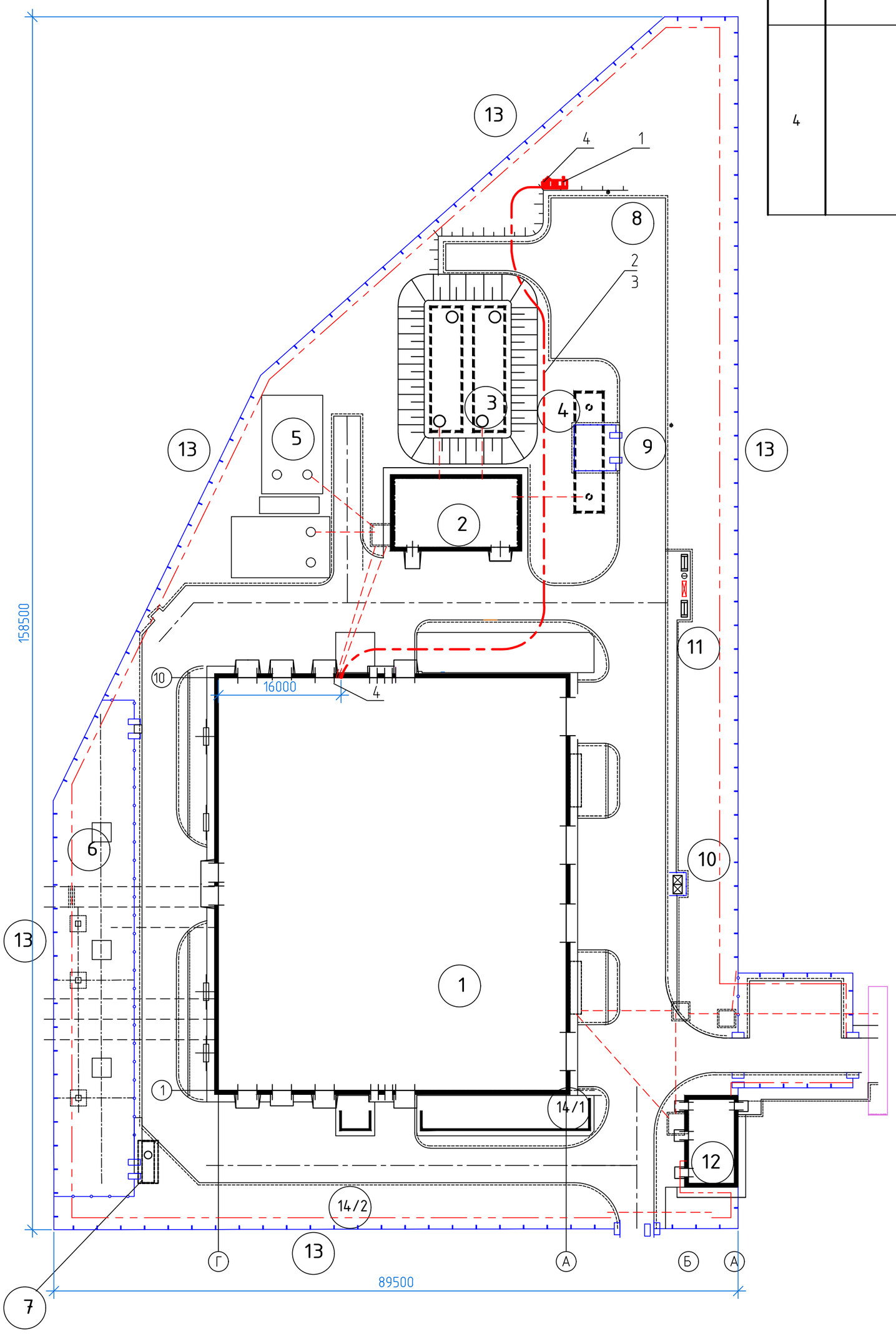
Стадия	Лист	Листов
П	1	

Схема собственных нужд переменного тока

СП-ИННОВАЦИЯ

Формат А4х6

План (1:500)



Спецификация оборудования и материалов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед,кг	Приме-чания
1		Электроагрегат дизельный 0,4 кВ 300 кВА	1		учтен в томе 6350-25-ИОС1.1
2	ВВГнг(А)-LS 4×300	Кабель силовой 0,4 кВ, м	265		
3	ТУ 2248-001-59369841-2003	Труба гофрированная из полиолефинов двухслойная Ф150 мм, м	265		
4		Концевая кабельная муфта для кабелей с пластмассовой изоляцией универсальная с болтовыми наконечниками не распространяет горение, пониженного дымо- и газовыделения, на напряжение 1 кВ для четырехжильтных кабелей сечением 300-400 мм^2 ПКВНТпН(нгLS)-1-4х(300-400)	2		

Условные обозначения:

-Кабельные блоки (сущ.)

-Кабельные короба (сущ.)

-Кабель 0,4 кВ в траншее в ПНД трубе.

Экспликация проектируемых зданий и сооружений

NN по ГП	Наименование	Примечание
1	Здание подстанции	существующее
2	Противопожарная насосная станция	существующая
3	Противопожарные резервуары V=250 м^{3}x2	существующие
4	Бак аварийного слива трансформаторного масла V=150 м^3	существующий
5	Очистные сооружения дождевых стоков	существующие
6	Открытый пункт перехода 220 кВ	существующий
7	Емкость для сбора канализационных стоков V=10 м^3	существующая
8	Разворотная площадка	существующая
9	Площадка складирования металлолома	существующая
10	Площадка для временного хранения отходов	существующая
11	Зона отдыха	существующая
12	КПП	существующий
13	Внешнее ограждение	существующее
14/1	Шумозащитный экран №1	существующий
14/2	Шумозащитный экран №2	существующий

Примечания:

1. По территории подстанции основные потоки кабелей прокладываются под землей в блоках труб.
2. Кабели инженерно-технических средств охраны прокладываются в кабельных коробах на ограждении территории подстанции.
3. Для прокладки кабелей в блоках труб предусматривается сооружение кабельных колодцев на поворотах кабельных трасс и на вводе кабелей в здания и сооружения.
4. Новый кабель 0,4 кВ (поз.2) прокладывается в земле в ПНД трубе (поз.3).

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Кадырова			28.08.25
Проверил		Сидорова			28.08.25
Нач.отд.		Козырин			28.08.25
Н.контр.		Сидорова			28.08.25
ГИП		Морев			28.08.25

6350-25-ИОС1.7

Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково

Собственные нужды

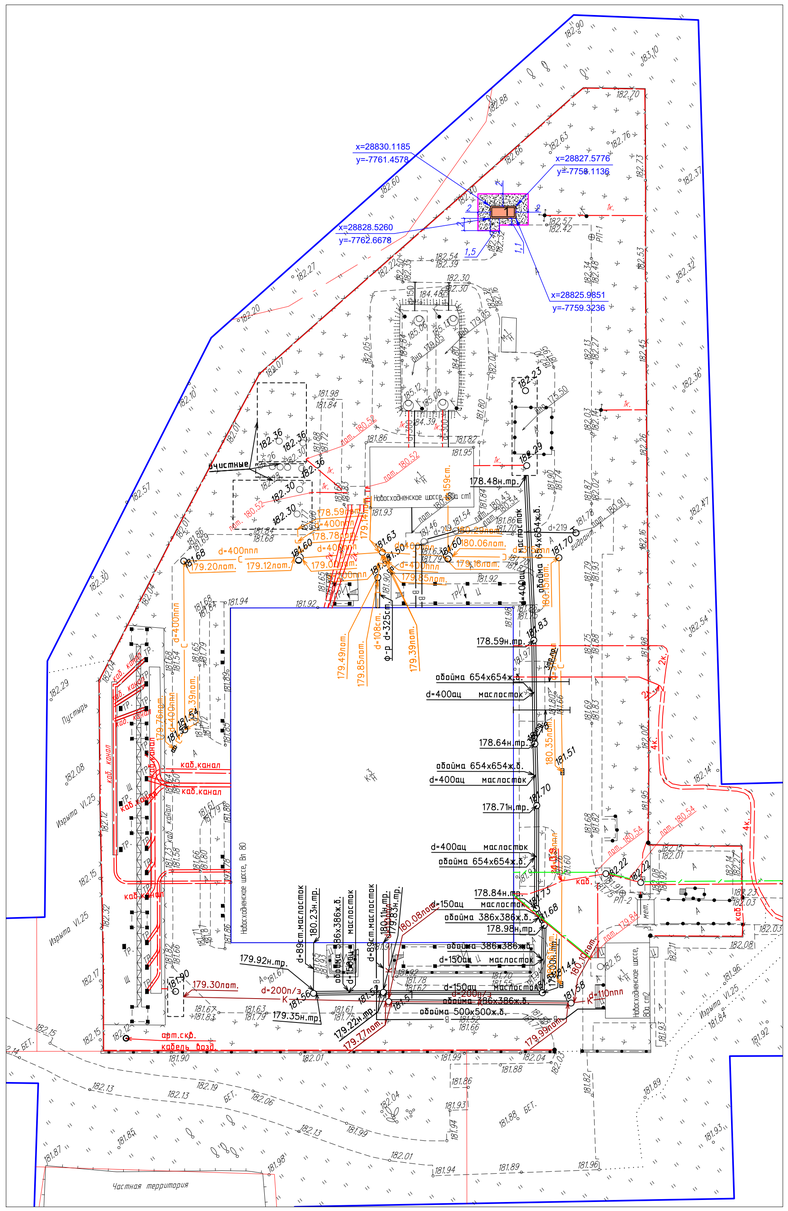
Стадия	Лист	Листов
П	2	

План прокладки кабеля 0,4 кВ на открытой части подстанции

СП-ИННОВАЦИЯ

Формат А2

09.02.1



Условные обозначения линий градостроительного регулирования

- границы территорий улично-дорожной сети
- границы водных поверхностей
- границы линий регулирования застройки, технических зон и окончательно неутвержденные
- границы водоохранных зон
- границы территорий промышленных зон
- границы территорий памятников истории и культуры
- границы прибрежных полос
- границы режимов градостроительной деятельности на территории природного комплекса
- границы историко-культурных заповедных территорий
- границы памятников природы
- границы жестких зон санитарной охраны
- границы озелененных территорий
- границы береговых полос
- границы территорий природного комплекса
- границы полосы отвода железных дорог
- границы охранных зон памятников истории и культуры
- границы особо охраняемых природных территорий
- границы зон санитарной охраны
- границы коммунальных зон
- границы охранной зоны ансамбля Московского Кремля
- границы зон охраняемого ландшафта
- границы санитарно-защитных зон

Условные обозначения подземных инженерных коммуникаций

- до 600 / 600 и выше — водопровод (водовод)
- дренаж
- газопровод
- кабель МОСЭНЕРГО
- кабель телевидения
- кабель МПС
- кабель радио
- воздухопровод
- кабель МОСЭЛЕКТРОТРАНС
- бронированный кабель связи
- блочная канализация МОСЭНЕРГО
- кабель заземления
- общий коллектор
- водосток
- канализация
- теплопровод
- кабель МОСГОРСВЕТ
- кабель ДС
- кабель связи УПО
- золопровод
- мазутопровод
- телефон. канализация
- волновод
- кабельный коллектор МОСЭНЕРГО
- бездейств. прокладки
- проекты

ФРАГМЕНТ СВОДНОГО ПЛАНА ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ И СООРУЖЕНИЙ В ГОРОДЕ МОСКВЕ ВЫПОЛНЕН ПО СОСТОЯНИЮ НА 21.05.25

ФРАГМЕНТ СВОДНОГО ПЛАНА ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ И СООРУЖЕНИЙ В ГОРОДЕ МОСКВЕ	**МОСКОМАРХИТЕКТУРА © ГБУ "Мосгоргеотрест"**
Заявка № ИСП-002598-2025 от 20.05.2025	
Заявитель: ООО "СП-Инновация"	
Адрес объекта: Молжаниновский, Город Москва, Шоссе Новосходненское, земельный участок 80А	Масштаб 1:500

Условные обозначения

- граница производства работ
- проектируемое щебеночное покрытие территории

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
1	Блок-контейнер для размещения дизельгенераторной установки	Проектируемое

Технико-экономические показатели

Наименование	Ед. изм.	Количество
Площадь участка в границах производства работ	м²	45
Площадь застройки	м²	8,4
Площадь щебеночного покрытия территории (тип 1)	м²	36,6

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	6350-25-ПЗУ			
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково			
Разраб.		Коптяев			11.08.25	Схема планировочной организации земельного участка	Стадия	Лист	Листов
							П	2	
Н. контр.		Сидорова			11.08.25	Схема планировочной организации земельного участка М 1:500	СП-ИННОВАЦИЯ		
ГИП		Морев			11.08.25				

Формат А1

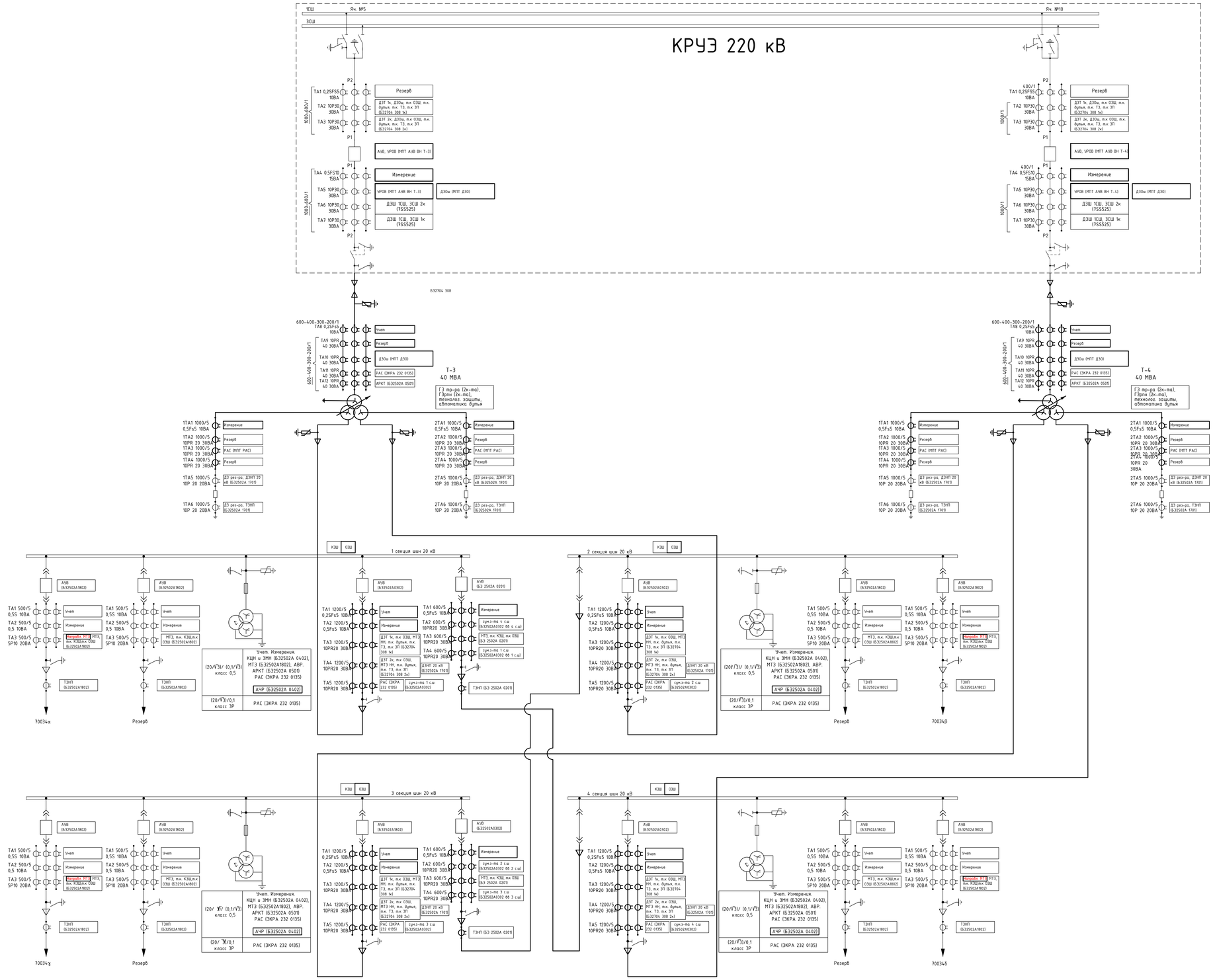


Таблица 1 – Перечень существующих шкафов РЗА, используемых в данном титуле

Поз.	Наименование шкафа/терминала	Состав шкафа, функции шкафа/терминала		Кол-во единиц оборудования в шкафу/панели/релейном отсеке	Кол-во шкафов	Примечание
		Тип оборудования	Наименование используемых функций РЗА			
1	Шкаф 1-го комплекта защит и управления РПН Т-3 ШЭ2607 154 000 НПП «ЭКРА»)	БЭ2704 308	ДЗТ 1к, МТЗ НН1, МТЗ НН2, т.к ОЗШ, ОЗШ НН1, ОЗШ НН2 т.к. дуговых, т.к. ТЗ, т.к ЗП, ГЗТ 1к, ГЗ РПН 1к	1	1	Существующий шкаф №81
		БЭ2502А 0501	АРКТ	1		
		УП-25Г	указатель положения РПН	1		
2	Шкаф 2-го комплекта защит Т-3 ШЭ2607 154 000 НПП «ЭКРА»)	БЭ2704 308	ДЗТ 2к, МТЗ НН1, МТЗ НН2, т.к ОЗШ, ОЗШ НН1, ОЗШ НН2 т.к. дуговых, т.к. ТЗ, т.к ЗП, ГЗТ 2к, ГЗ РПН 2к	1	1	Существующий шкаф №82
		БЭ2502А 0501	Резерв	1		
		УП-25Г	Резерв	1		
3	Шкаф 1-го комплекта защит и управления РПН Т-4 ШЭ2607 154 000 НПП «ЭКРА»)	БЭ2704 308	ДЗТ 1к, МТЗ НН1, МТЗ НН2, т.к ОЗШ, ОЗШ НН1, ОЗШ НН2 т.к. дуговых, т.к. ТЗ, т.к ЗП, ГЗТ 1к, ГЗ РПН 1к	1	1	Существующий шкаф №83
		БЭ2502А 0501	АРКТ	1		
		УП-25Г	указатель положения РПН	1		
4	Шкаф 2-го комплекта защит Т-4 ШЭ2607 154 000 НПП «ЭКРА»)	БЭ2704 308	ДЗТ 2к, МТЗ НН1, МТЗ НН2, т.к ОЗШ, ОЗШ НН1, ОЗШ НН2 т.к. дуговых, т.к. ТЗ, т.к ЗП, ГЗТ 2к, ГЗ РПН 2к	1	1	Существующий шкаф №84
		БЭ2502А 0501	Резерв	1		
		УП-25Г	Резерв	1		
5	Шкаф защит резисторов 20 кВ Т-3 ШЭ2607 129 000 НПП «ЭКРА»)	БЭ2502А 1701	ДЗ рез-ра №1, ТЗНП, ДЗНП 20 кВ	1	1	Существующий шкаф №93
		БЭ2502А 1701	ДЗ рез-ра №2, ТЗНП, ДЗНП 20 кВ	1		
6	Шкаф защит резисторов 20 кВ Т-4 ШЭ2607 129 000 НПП «ЭКРА»)	БЭ2502А 1701	ДЗ рез-ра №1, ТЗНП, ДЗНП 20 кВ	1	1	Существующий шкаф №94
		БЭ2502А 1701	ДЗ рез-ра №2, ТЗНП, ДЗНП 20 кВ	1		
7	Терминал защиты и управления вводным выключателем 20 кВ (ООО НПП «ЭКРА»)	БЭ2502А 0302	сум.з-та, АУВ	1	4	В ячейках ЗРУ 20 кВ
8	Терминал защиты, управления секционным выключателем 20 кВ (ООО НПП «ЭКРА»)	БЭ2502А 0201	МТЗ, т.к. КЗШ, т.к ОЗШ, ТЗНП, АУВ	1	2	В ячейках ЗРУ 20 кВ
9	Терминал защиты и сигнализации трансформатора напряжения 20 кВ	БЭ2502А 0402	КЦН и ЭМН	1	4	В ячейках ЗРУ 20 кВ
10	Терминал защиты и управления фидером 20 кВ	БЭ2502А 1802	МТЗ, т.к. КЗШ, т.к ОЗШ, ТЗНП, АУВ	1	8	В ячейках ЗРУ 20 кВ

Таблица 2 – Спецификация оборудования РЗА, устанавливаемого по данному титулу

Поз.	Наименование шкафа/терминала	Состав шкафа, функции шкафа/терминала		Кол-во единиц оборудования в шкафу/панели/релейном отсеке	Кол-во шкафов/устройств	Примечание
		Тип оборудования	Наименование используемых функций РЗА			
1	Шкаф дифференциальной защиты ошиновки 220 кВ силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 ШЭ2607 051051	БЭ2704 051	ДЗШ Т-3	1	1	
		БЭ2704 051	ДЗШ Т-3	1		
2	Шкаф управления присоединением и АУВ выключателя 220 кВ силового трансформатора Т-3 ШЭ2607 419	БЭ2704 419	АУВ, ЧРОВ, ОБР	1	1	
3	Шкаф управления присоединением и АУВ выключателя 220 кВ силового трансформатора Т-4 ШЭ2607 419	БЭ2704 419	АУВ, ЧРОВ, ОБР	1	1	
4	Устройство оптической дуговой защиты 20 кВ	Лайм	ОЗШ	1	18	В ячейках ЗРУ 20 кВ (кроме ячеек секц. разъединителя)

Таблица 3 – Спецификация проверочной аппаратуры

Поз.	Наименование	Тип оборудования	Кол-во
1	Испытательный комплекс для релейной защиты и автоматики с комплектом стандартных базовых программ	Ретом-71	1
2	Базовый испытательный комплекс для проверки первичного и вторичного электрооборудования	Ретом-21	1
3	Цифровой вольтамперметр	Ретометр-М2	1
4	Однофазная приставка для увеличения максимального выходного тока	РЕТ-10	3
5	Блок для снятия вольтамперных характеристик трансформаторов тока	РЕТ-ВАХ-2000	1
6	Устройство для комплексной проверки трансформаторов тока	Ретом-ТТ	1
7	Блок трехфазного преобразователя напряжения	РЕТ-ТН	1
8	Передвижная стойка СПУ с тремя полками и стопорами колёс для размещения проверочной аппаратуры	СПУ	1
9	Ноутбук с пакетом прикладных программ (Microsoft Office, Visio 2013 и т.д.) с аксессуарами для подключения к проверяемым МПЧ	не ниже Core i7/ 15,6 дюймов / 8GB 1D / SSD256GB TLC / W7p64/W8.1p /W10	1
10	МФУ для вывода протокола на базе принтера лазерного формата А3	–	1

1. Схема разработана на основании Задания на проектирование по титулу "Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково" № 153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024.
2. Утолщенной линией показано устанавливаемое оборудование, тонкой – существующее.
3. На подстанции оперативный ток – постоянный 220 В от существующей аккумуляторной батареи.
4. Средства измерений должны иметь следующие действующие документы:
- На момент согласования проектной документации – Свидетельства об утверждении типа СИ (допускается представление ссылок на утверждённые типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин");
- На момент ввода в эксплуатацию – Свидетельства о поверке или отметки поверительного клейма (допускается предоставление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология").
5. Величина наибольшего рабочего напряжения оборудования 220 кВ составляет 252 кВ.
6. Выбор ошиновок 220/20 кВ Т-3, Т-4 произведен с учетом перспективного развития мощности до 63 МВА и аварийного перегрузки при отключении одного из трансформаторов.
7. Измерительные трансформаторы на момент ввода в эксплуатацию должны иметь действующие Свидетельства (Сертификаты) об утверждении типа и действующие Свидетельства о поверке.
8. Трансформаторы тока в ячейках КРУ, ЗРУ, ЩСН должны иметь расширенные характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности: от 1 ВА до 5ном.

1	Схема выполнена на основании задания на проектирование №153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024 и тома "Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания" – 6350-25-РЭР.
2	Величины токов короткого замыкания на шинах ПС, токи отходящих линий и ошиновка ПС, параметры оборудования выбраны на основании тома "Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания" – 6350-25-РЭР.

		Подп.	ФИО
Утверждено	Первый заместитель генерального директора – Главный инженер ПАО "Россети Московский регион"	Место для печати:	
Согласовано	Первый заместитель директора – Главный инженер Московские высоковольтные сети – филиала ПАО "Россети Московский регион"	Место для печати:	
	Директор департамента эксплуатации сетей 35-500 кВ ПАО "Россети Московский регион"		
	Первый заместитель директора – главный диспетчер филиала АО "СО ЕЭС" Московский РДУ		
	Ответственное лицо проектной организации ООО "СП-ИННОВАЦИЯ"	Место для печати:	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС1.2-ГЧ			
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково			
Разраб.		Борщ			02.04.2025	Релейная защита и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сидорова			02.04.2025		П	1	
Нач.отд.		Козырин			02.04.2025				
Н.контр.		Сидорова			02.04.2025	Схема распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН	СП-ИННОВАЦИЯ		
ГИП		Морев			02.04.2025				

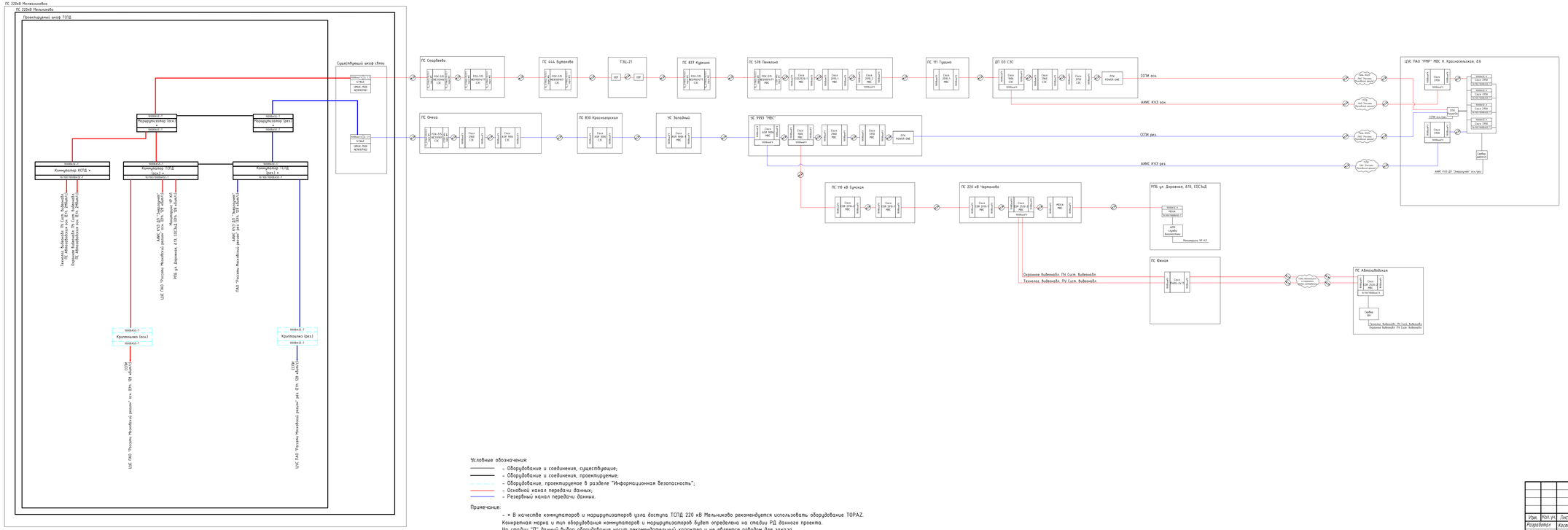
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А0



Условные обозначения:

- Оборудование и соединения, существующие;
- Оборудование и соединения, проектируемые;
- Оборудование, проектируемое в разделе "Информационная безопасность";
- Основной канал передачи данных;
- Резервный канал передачи данных.

Примечание:

- В качестве коммутаторов и маршрутизаторов узла доступа ТСПД 220 кВ Мельниково рекомендуется использовать оборудование TORAZ. Конкретная марка и тип оборудования коммутаторов и маршрутизаторов будет определена на стадии РД данного проекта. На стадии "П" данный выбор оборудования носит рекомендательный характер и не является поводом для заказа.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС5.1-ГЧ.2			
Разработал		Костин			09.06.25	Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково			
Проверил		Кочарян			09.06.25	Цифровая система связи	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н. контр.		Сидорова			09.06.25	Схема организации каналов связи	СП-ИННОВАЦИЯ		
ГИП		Жуков			09.06.25				

Формат А3 х 4

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Емкость канала	Интерфейс сопряжения	Кол-во каналов	ПС 220 кВ Мельниково	ПС 220 кВ Молжаниновка	ПС Старбеево	ПС Омега	ПС 444 Бутаково	ТЭЦ-21	ПС 837 Куркино	ПС 578 Пенягино	ПС 111 Тушино	ДП ОЗ СЭС	ПС Красногорская	УС Западный	УС 9993 "МВС"	ПС 110 кВ Сумская	ПС 220 кВ Чертаново	РПБ ул. Дорожная, д.13, СОСЗиД	ЦУС ПАО "РМР" МВС Н.Красносельская, д.6	РПБ ул. Дорожная, д.13, СОСЗиД	ПС Южная	ПС Автозаводская
Агрегатные потоки																						
1000 Мбит/с	GE	1	●	●																		
1000 Мбит/с	GE	1	●	●																		
Каналы ССПИ																						
128 Кбит/с	МЭК-870-5-104 10/100 Base-T	1	●	●	○	○	○	○	○	○	○	○							●			
128 Кбит/с	МЭК-870-5-104 10/100 Base-T	1	●			○							○	○	○				●			
АИИС КУЭ																						
64 Кбит/с	FTP	1	●	●	○		○	○	○	○	○	○							●			
64 Кбит/с	FTP	1	●			○							○	○	○				●			
Мониторинг ЧР КЛ																						
128 Кбит/с	FTP	1	●										○	○	○	○	○			●		
Технологическое видеонаблюдение																						
128 Кбит/с	FTP	1	●			○							○	○	○	○	○				○	●
Охранное видеонаблюдение																						
128 Кбит/с	FTP	1	●			○							○	○	○	○	○				○	●

Условные обозначения:

● - узел ввода / вывода информации;
○ - терминальный узел информации;
—●—●— - основной канал передачи данных;
—○—○— - резервный канал передачи данных.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№Док.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС5.1-ГЧ.3		
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково		
Разработал		Костин			09.06.25	Цифровая система связи	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Казарин			09.06.25		П		1
Н. контр.		Сидорова			09.06.25	Матрица распределения каналов связи	СП-ИННОВАЦИЯ		
ГИП		Морев			09.06.25				

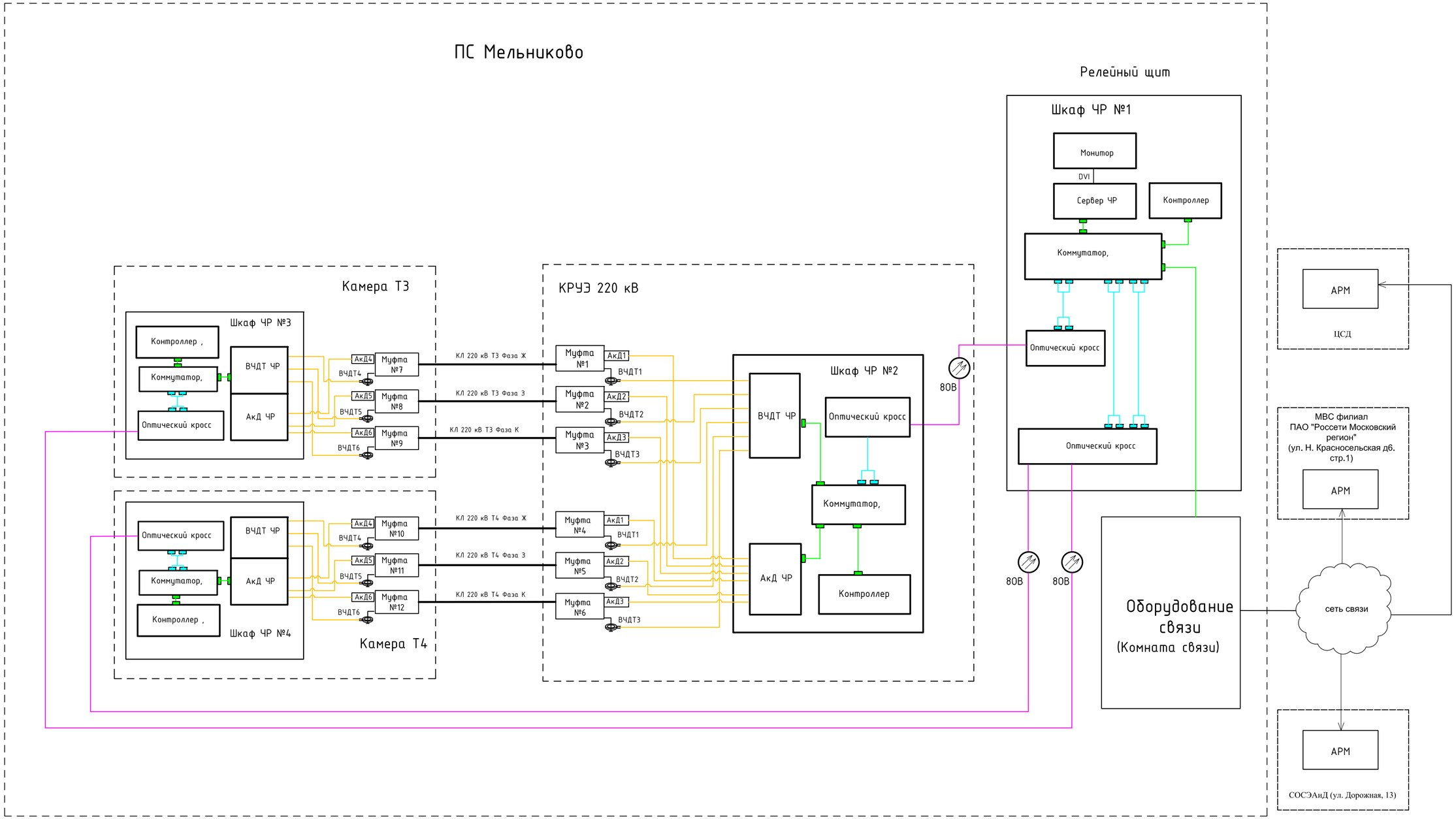
Формат А3х4

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



						6350-25-ИОС5.7-ГЧ.1		
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Николаев			10.08.25	Автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов КЛ 220 кВ	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Капоров			10.08.25		П	1	
Н. контр.		Булаев			10.08.25	Структурная схема	ООО "Интеллектуальные сети и системы"		
ГИП		Бороздин			10.08.25				

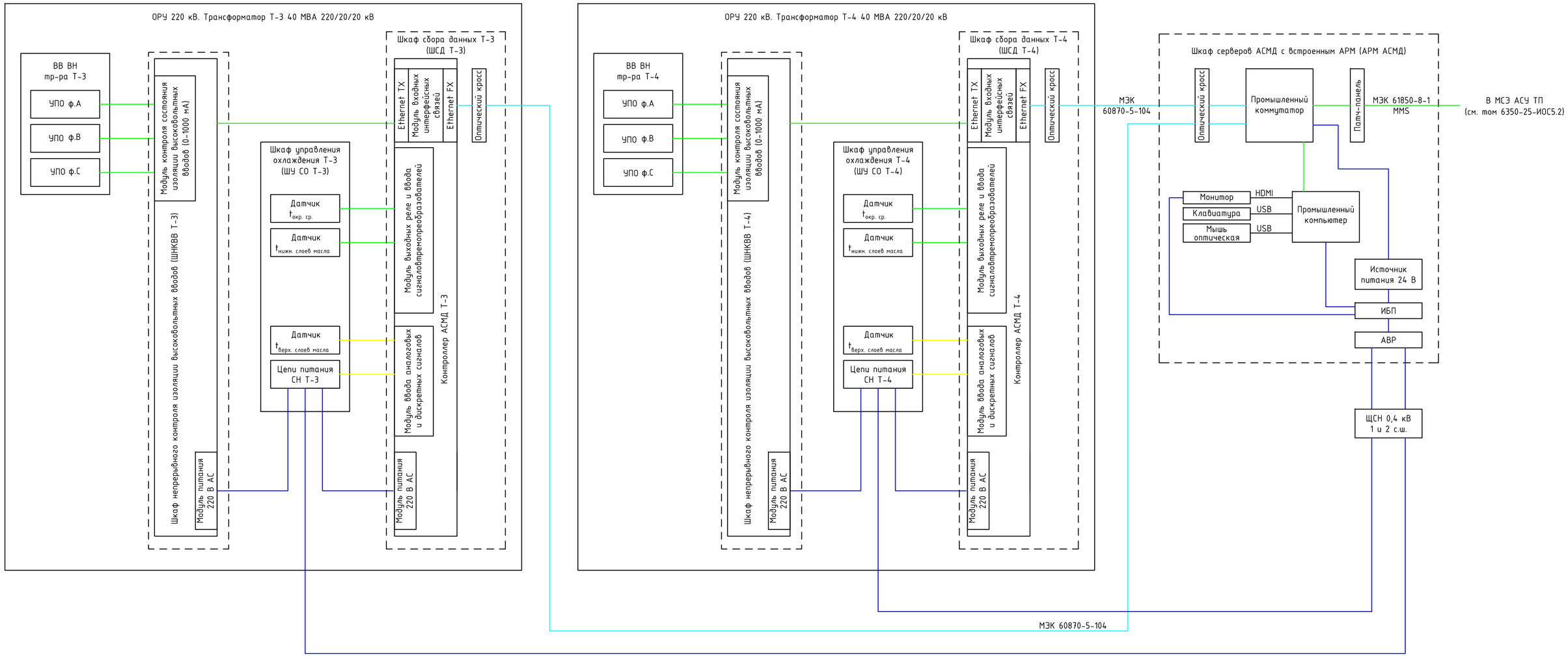
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2



Условные обозначения:

- коаксиальный кабель;
- медная витая пара категории 5е;
- контрольный экранированный медный кабель;
- многомодовый волоконно-оптический кабель;
- силовой кабель.
- устанавливаемые шкафы в объеме тома 6350-25-ИОС5.6;
- существующие шкафы.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	6350-25-ИОС5.6-ГЧ2			
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково			
Разраб.		Мороз			02.04.2025	Автоматизированная система мониторинга и диагностики (АСМД) силовых трансформаторов 220/20 кВ.	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сидорова			02.04.2025		П	1	
Нач.отд.		Козырин			02.04.2025				
Н.контр.		Сидорова			02.04.2025	Структурная схема СМТО силовых трансформаторов Т-3, Т-4 220/20 кВ	СП-ІНННОВАЦИЯ		
ГИП		Морев			02.04.2025				

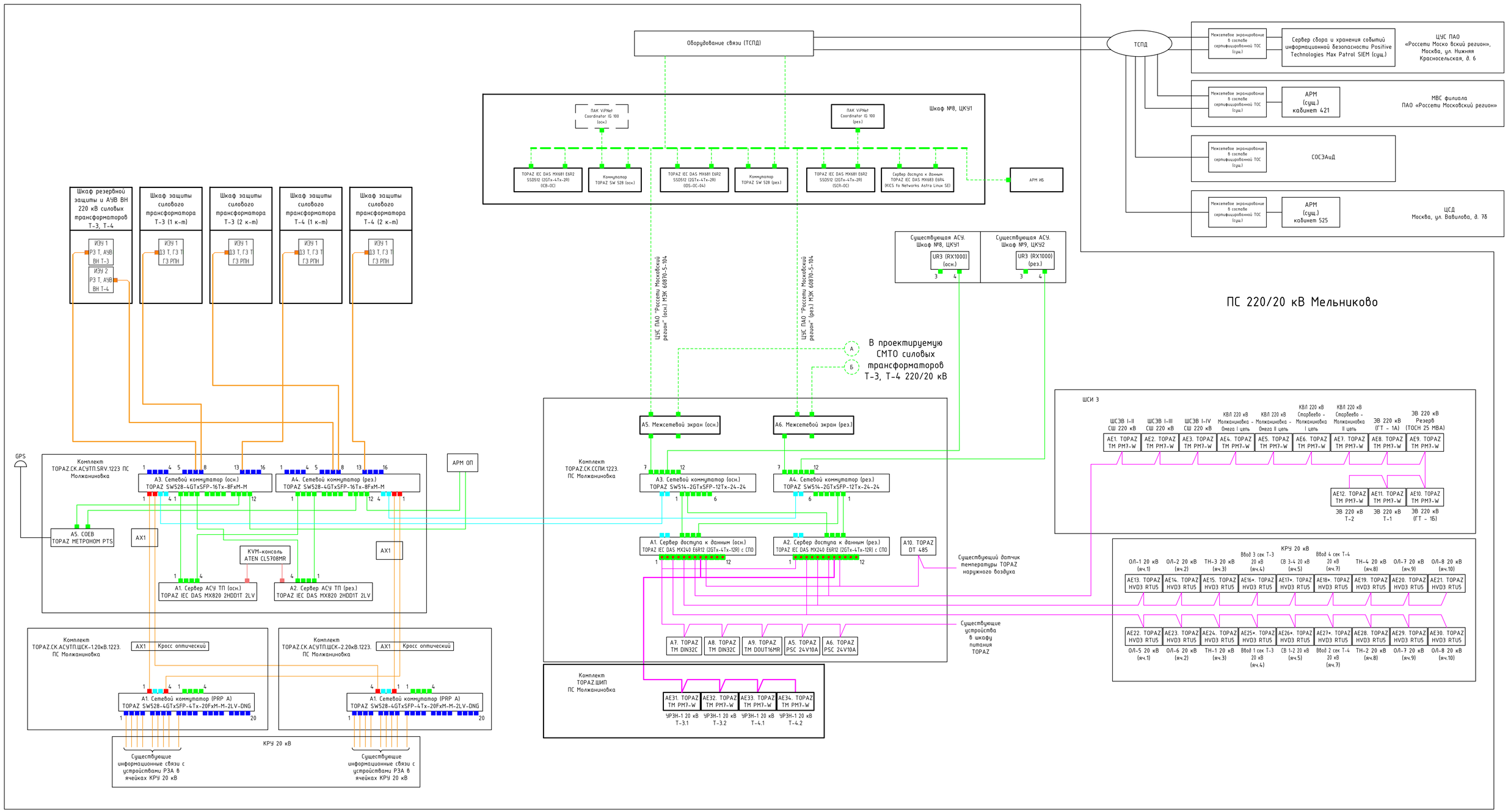
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2



Условные обозначения:

- существующие соединения, витая пара: Modbus, МЭК 60870-5-101;
- существующие соединения, FO: Сеть А PRP, МЭК 61850;
- существующие соединения, Ethernet Base 100TX;
- существующие соединения, Ethernet Base 100TX, МЭК 60870-5-104;
- проектируемые соединения, витая пара: Modbus, МЭК 60870-5-101;
- проектируемые соединения, Ethernet Base 100TX;
- проектируемые соединения, FO: Сеть А PRP, МЭК 61850;
- существующие оборудование, устройства и конструктив;
- проектируемое оборудование, устройства и конструктив;
- проектируемое оборудование, устройства и конструктив;

- порт Ethernet Base 100TX, RJ-45;
- порт Ethernet FX, SFP, LC, MM duplex;
- порт Ethernet Base 100TX, RJ-45;
- порт Ethernet FX, LC, MM duplex;
- порт RS-485.

Примечания:

- "*" обозначены существующие устройства АЕ16, АЕ17, АЕ18, АЕ25, АЕ26, АЕ27 (TOPAZ HVD3 RTU5) к клемам которых предусмотрено подключение измерительных цепей тока от вновь устанавливаемых трансформаторов тока присоединений 20 кВ;
- электрические измерения присоединений существующие устройства АЕ8 и АЕ10 (TOPAZ HVD3 RTU5) в шкафу ШСИ3. К существующим устройствам АЕ8 АЕ10 подключаются измерительные цепи от ТТ и ТН.

						6350-25-ИОС5.2-ГЧ			
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мороз			08.08.2025	Автоматизированная система управления технологическим процессом. Система телемеханизации	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сидорова			08.08.2025		П	2	
Нач.отд.		Козырин			08.08.2025				
Н.контр.		Сидорова			08.08.2025	Схема структурная подключения вновь вводимого оборудования к АСУ ТП	СП-ИННОВАЦИЯ		
ГИП		Морев			08.08.2025				

Согласовано

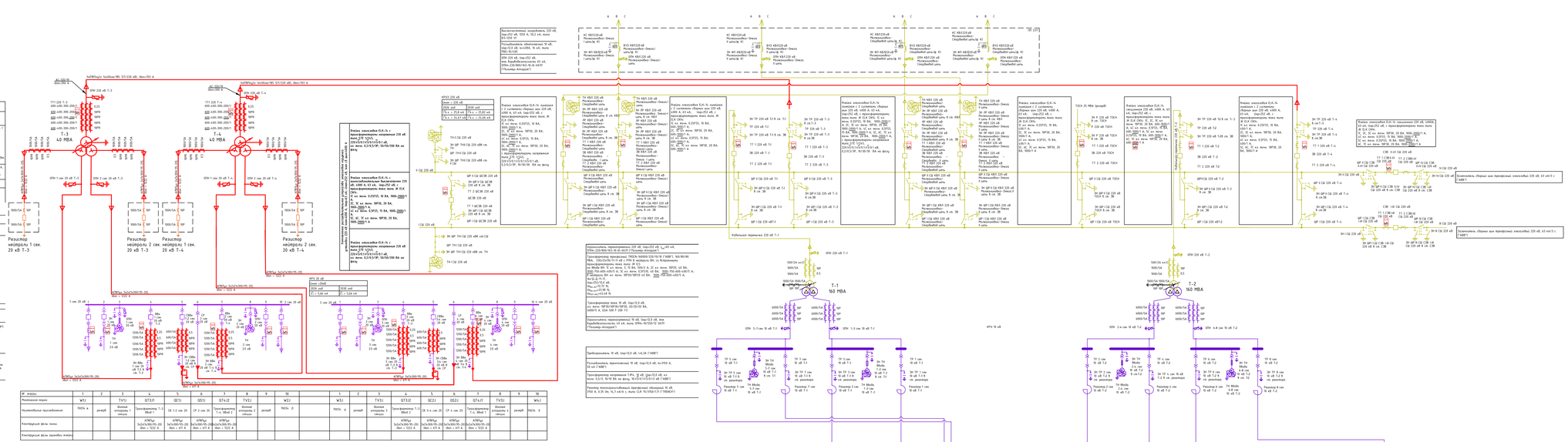
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А1

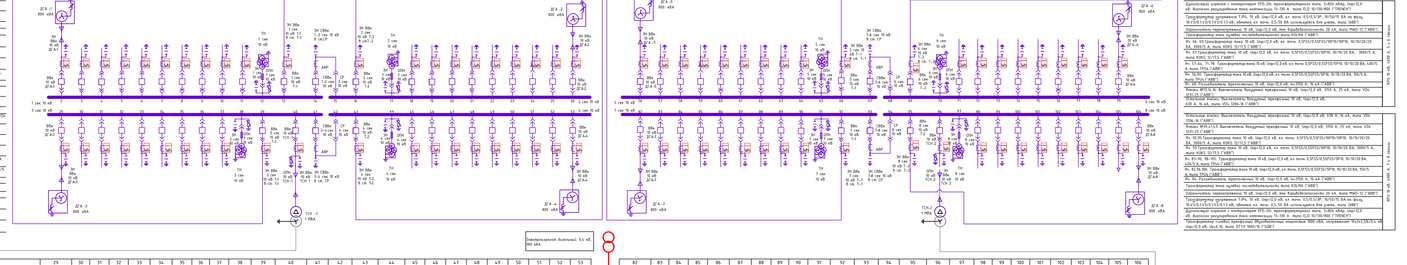
Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11, 12
Обозначение монтажной единицы	ТУ1Е, ТУ2Е, ОК1Е	ШЧ1	ШЧ2	Трансформатор Т-1	Трансформатор Т-2	Трансформатор Т-3	Трансформатор Т-4	Разъед	ТСН 25 МВА	Трансформатор Т-2	Секционный выключатель 1-II СШ, II-IV СШ
Достаточное номинальное	Шинные опоросники I СШ 220, II СШ 220; Шинсоединительный выключатель ШСВ 220	КВЛ 220 кВ Молокановка - Свердловск 1 цепь	КВЛ 220 кВ Молокановка - Свердловск 2 цепь	КВЛ 220 кВ Молокановка-Омега 1 цепь	Трансформатор Т-1	Трансформатор Т-3	КВЛ 220 кВ Молокановка - Свердловск II цепь	КВЛ 220 кВ Молокановка-Омега 1 цепь	Разъед	Трансформатор Т-4	Секционный выключатель I-III СШ, II-IV СШ
Конструкция фазы линии		АС-400/51		АС-400/51				АС-400/51			
Конструкция фазы ошиновки ячейки		/ 2ХЗРЦЛ2Т 1х630 ВРЗ/240 - 127/220		2ХЗРЦЛ2Т 1х630 ВРЗ/240 - 127/220		3хЛ1Ф1ПрЦр 1х400км/ПС 127/220 кВ), АС 120/19 ДДТН 1.6х.0/.5+0/.10 - 5ПЗ+МВ+Ж/ЗЕТ 0км АС120/19 АЛТ2 1.0х.0/.5+0/.10 - 8ПЗ+ОВ2+ЗЕТ1ОВ 2км АС120/19	2ХЗРЦЛ2Т 1х630 ВРЗ/240 - 127/220	2ХЗРЦЛ2Т 1х630 ВРЗ/240 - 127/220			3хЛ1Ф1ПрЦр 1х400км/ПС 127/220 кВ), АС 120/19 ДДТН 1.6х.0/.5+0/.10 - 5ПЗ+МВ+Ж/ЗЕТ 0км АС120/19 АЛТ2 1.0х.0/.5+0/.10 - 8ПЗ+ОВ2+ЗЕТ1ОВ 2км АС120/19	



№ ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Монтажная марка	ШЧ1 Ж	разъед	ТУ1U	QT3U	QC1U	QS1U	QT4.2U	ТУ2U	ШЧ2 Ж		ШЧ1 Ж	разъед	ТУ3U	QT3.2U	QC2U	QS2U	QT4.1U	ТУ4U	ШЧ2 Ж	
Нормативные приспособления			Шинный опоросник 1 секции	Трансформатор Т-3 Ввод 1	СВ 1-3 сек. 20	СР 2 сек 20	Трансформатор Т-4 Ввод 1	Шинный опоросник 2 секции					Шинный опоросник 1 секции	Трансформатор Т-3 Ввод 2	СВ 3-4 сек 20	СР 2 сек 20	Трансформатор Т-4 Ввод 2	Шинный опоросник 2 секции	разъед	ШЧ2 Ж
Конструкция фазы линии				АС95/ор 3х2х400х200 2км = 1222 А		АС95/ор 3х2х400х200 2км = 671 А		АС95/ор 3х2х400х200 2км = 1222 А						АС95/ор 3х2х400х200 2км = 1222 А		АС95/ор 3х2х400х200 2км = 671 А		АС95/ор 3х2х400х200 2км = 1222 А		
Конструкция фазы ошиновки ячейки																				

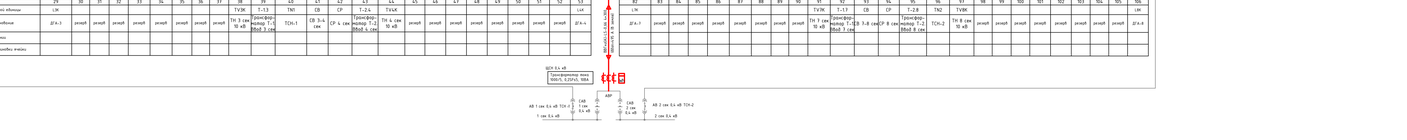
Номер ячейки	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Обозначение монтажной единицы											ТУ1К	Т-1.1	СВ	СР	Т-1.2	ТУ2К							
Достаточное номинальное	ДГА-1	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	Тн 1 сек 10 кВ	Трансформатор Т-1 Ввод 1 сек	СВ 1-2 сек	СР 2 сек	Трансформатор Т-1 Ввод 2 сек	Тн 2 сек 10 кВ	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	ДГА-2
Конструкция фазы линии																							
Конструкция фазы ошиновки ячейки																							

Номер ячейки	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79
Обозначение монтажной единицы											ТУ7К	Т-1.5	СВ	СР	Т-2.6	ТУ6К								
Достаточное номинальное	ДГА-5	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	Тн 1 сек 10 кВ	Трансформатор Т-1 Ввод 3 сек	СВ 5-6 сек	СР 6 сек	Трансформатор Т-2 Ввод 3 сек	Тн 6 сек 10 кВ	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	ДГА-6
Конструкция фазы линии																								
Конструкция фазы ошиновки ячейки																								



Номер ячейки	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
Обозначение монтажной единицы											ТУ3К	Т-1.3	ТН1	СВ	СР	Т-2.4	ТУ4К								
Достаточное номинальное	ДГА-3	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	Тн 3 сек 10 кВ	трансформатор Т-1 Ввод 3 сек	ТСН-1	СВ 3-4 сек	СР 4 сек	трансформатор Т-2 Ввод 4 сек	Тн 4 сек 10 кВ	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	ДГА-4
Конструкция фазы линии																									
Конструкция фазы ошиновки ячейки																									

Номер ячейки	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78
Обозначение монтажной единицы												ТУ7К	Т-1.5	СВ	СР	Т-2.6	ТУ6К								
Достаточное номинальное	ДГА-5	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	Тн 1 сек 10 кВ	трансформатор Т-1 Ввод 3 сек	СВ 5-6 сек	СР 6 сек	трансформатор Т-2 Ввод 3 сек	Тн 6 сек 10 кВ	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	ДГА-6
Конструкция фазы линии																									
Конструкция фазы ошиновки ячейки																									



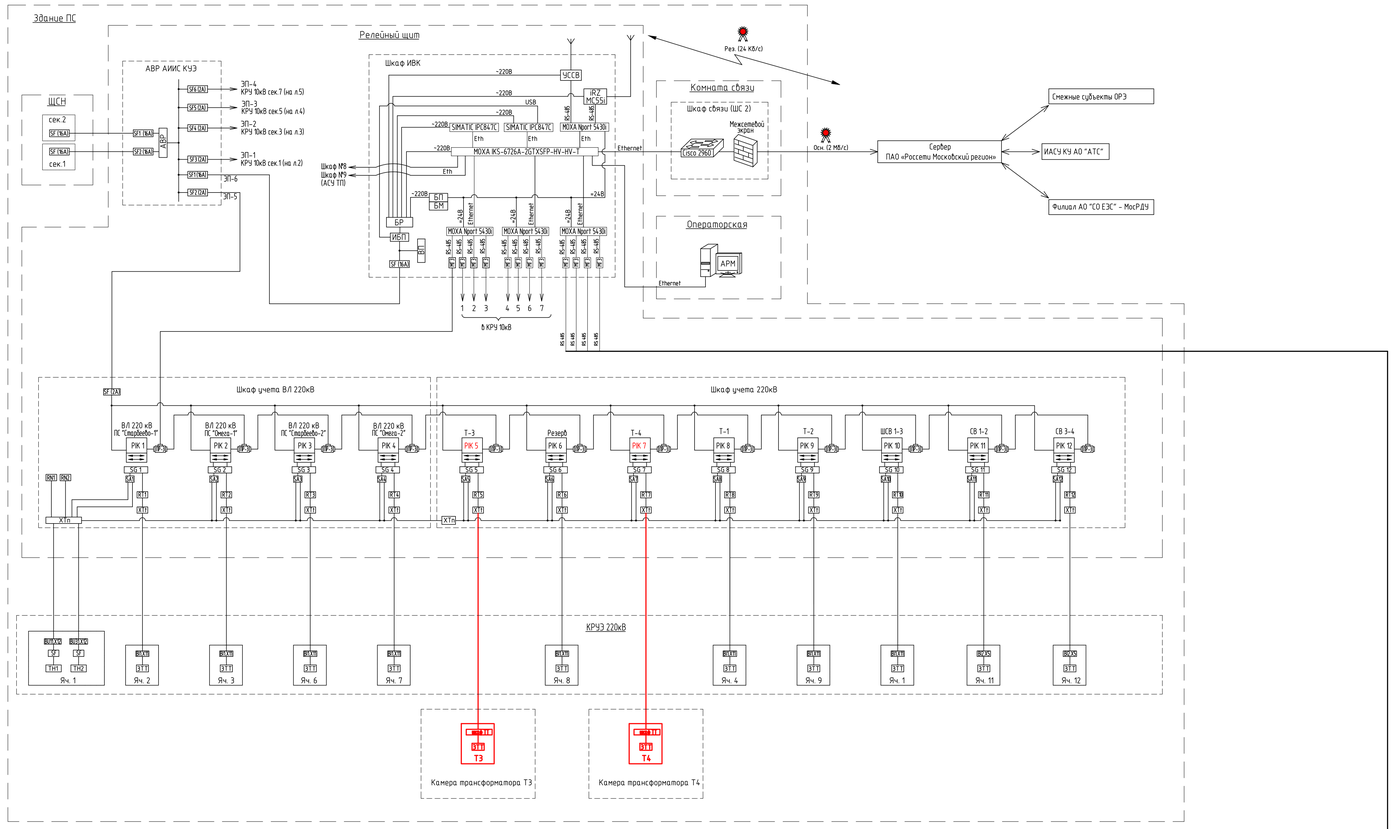
Номер ячейки	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106
Обозначение монтажной единицы													ТУ7К	Т-1.7	СВ	СР	Т-2.8	ТН2	ТУ8К									СШ
Достаточное номинальное	ДГА-3	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	Тн 1 сек 10 кВ	трансформатор Т-1 Ввод 3 сек	СВ 7-8 сек	СР 8 сек	трансформатор Т-2 Ввод 8 сек	ТСН-2	Тн 8 сек 10 кВ	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	разъед	ДГА-4
Конструкция фазы линии																												
Конструкция фазы ошиновки ячейки																												

Примечания:

1. Увеличенной красной линией показано устанавливаемое оборудование, тонкой - существующее.
2. Графики измерений должны иметь следующие действующие документы:
   - На момент согласования проектной документации - Свидетельство об утверждении типа СИ (допускается представление ссылки на утверждение типа СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин");
   - На момент ввода в эксплуатацию - Свидетельство о поверке или оттиски поверительного клейма (допускается представление ссылки на поверения СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Росстандарт").
3. Измерительные трансформаторы на момент ввода в эксплуатацию должны иметь действующие Свидетельства (Сертификаты) об утверждении типа и действующие Свидетельства о поверке.
4. Трансформаторы тока в ячейках КРУ, ЗРУ, ШСН должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учета электроэнергии в соответствующем классе точности по 1.0.4 Ф. Схем.
5. Типы вновь устанавливаемого оборудования будут определены на стадии проектной документации, уточнены на стадии рабочей документации.
6. Типы приборов учета указаны в таблице 3.1 пояс. 6350-25-ИОС1.

						6350-25-ИОС1.3			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково			
Разраб.		Кадырова				Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сударова					П	1	2
Нач.отд.		Кольцин				Главная электрическая схема с указанием точек учёта	СП «ИННОВАЦИЯ»		
Н.контр.		Сударова							
ГИП		Шёрова							

Формат А1х3



Графические обозначения:

- SF – Автоматический выключатель
- БР – блок розеток
- МГ3 – модуль грозозащиты (MT-RS485)
- БП – блок питания (TSP 090-124)
- БФ – буферный модуль (TSP-BFR24)
- ВП – вентиляторная панель с термостатом
- РК – счетчик электроэнергии
- SG – коробка переходная испытательная (КИ-10)
- (ПР-3) – разъем. интерфейса (ПР-3)
- SA – переключатель цепей напряжения
- RT – ограничительный резистор токовых цепей
- RN – ограничительный резистор цепей напряжения
- XT3 / B1(XT1) / B2(X5) – клеммники токовых цепей
- XT1 / B(N1)(X1) / B(X2)(X1) – клеммники цепей напряжения
- электронная подпись субъекта ОРЗ

1. Утолщенной линией показано оборудование устанавливаемое в рамках данного титула
2. Типы приборов учёта указаны в таблице 3.1 тома 6350-25-ИОС13

						6350-25-ИОС1.3			
						Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Кадырова			25.07.25	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сидорова			25.07.25		П	1	
Нач.отд.		Козырин			25.07.25				
Н.контр.		Сидорова			25.07.25	Структурная схема АИИС КУЭ	СП-ИННОВАЦИЯ		
ГИП		Морев			25.07.25				

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А0

Приложение А

СОГЛАСОВАНО	**УТВЕРЖДАЮ**
Первый заместитель директора – главный диспетчер Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ	Первый заместитель генерального директора – главный инженер ПАО «Россети Московский регион»
_____ (подпись) **А.С. Куделин** (ФИО)	_____ (подпись) **Д.Б. Гвоздев** (ФИО)
	Идентификационный номер специалиста
	П И - 1 2 2 5 1 8
16.08.2024	**№153-13/ГД/02/ВН-1454 от 19.08.2024**

Задание на проектирование

по титулу «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково»

АДРЕС на территории ПС 220 кВ Молжаниновка
(г. Москва, Новосходненское шоссе, д.80)

ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

_____
(наименование организации)

_____
(должность)

_____
(Ф.И.О.)

_____
(подпись)

«_____»_____ 20__ г.

М.П.

ГИП _____ _____
(Ф.И.О.) (подпись)

Идентификационный номер специалиста

Москва 2024 г.

1. Основание для проектирования

1.1. Инвестиционная программа ПАО «Россети Московский регион», утвержденная приказом МЭ РФ 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» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» № И-24-00-223309/125 к договору о технологическом присоединении от 15.06.2023 № ИА-23-302-15007(624621).

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

НТД указаны в приложении 1 к типовому заданию на проектирование ПАО «Россети», утвержденного распоряжением ПАО «Россети» от 17.11.2017 № 628р. 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».
- 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.
- 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».
- 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.

При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе не указанных в данном приложении.

3. Заказчик

«Московские высоковольтные сети» – филиал ПАО «Россети Московский регион».

4. Проектная организация (генеральный проектировщик)

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

5. Сроки начала и окончания проектирования

Начало - с момента заключения договора на выполнение ПИР.

Окончание – сроки окончания договора ПИР.

6. Вид строительства и этапы разработки проектной документации.

6.1. Вид строительства: реконструкция.

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

6.3. Этапы разработки документации:

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

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

− **ПД** - разработка, согласование с ПАО «Россети Московский регион»,

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

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

Основные технико-экономические показатели

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

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

Объем финансовых потребностей мероприятий, учтенных укрупненными нормативами цен, необходимых для выполнения работ по строительству (реконструкции) в сводно-сметном расчете, не должен превышать объема финансовых потребностей для данных мероприятий, рассчитанных в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 №10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

7. Основные характеристики проектируемого объекта.

7.1. В части ПС:

Наименование мероприятия	**Технологические решения**
Номинальные напряжения (высший класс напряжения), кВ	220 кВ
Количество резервных ячеек по каждому РУ	0 резервных ячеек 220 кВ 0 резервных ячеек 20 кВ
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 №64 «Об утверждении стандартов организации», Распоряжения ПАО «Россети» от 19.03.2018 №106р «Об утверждении технических требований к компонентам цифровой

Наименование мероприятия	Технологические решения
	сети» и Методических указаний ПАО «Россети Московский регион», Российским стандартам и быть сертифицированными в установленном порядке. 2. Выключатели 20 кВ: 2.1. привод выключателей должен быть энергонезависимым и запитан от СОПТ; 2.2. выключатели 20 кВ должны быть вакуумные; 2.3. рассмотреть возможность оснащения автоматизированной системой мониторинга и диагностики (коммутационный ресурс и др.). 3. Силовые трансформаторы: 3.1. Установка трансформаторов должна быть с применением поворотных катков с ребордой. 3.2. Уклон крышки бака должен быть заложен в конструкцию трансформатора. 3.3. Конструкция трансформатора должна обеспечить отсутствие необходимости подпрессовки обмоток и магнитопровода на весь срок службы трансформатора. 3.4. При изготовлении трансформатора применять технологии и материалы, влияющие на потери в сторону уменьшения; 3.5. Трансформатор должен быть оборудован: 3.5.1. необслуживаемыми воздухоосушителями; 3.5.2. автоматическими предохранительными клапанами с контактным устройством сигнализации срабатывания; 3.5.3. переключателем РПН вакуумного исполнения обладающим повышенным коммутационным ресурсом до первой ревизии не менее 300 000 переключений. 3.5.4. приводом РПН на виброгасителях; 3.5.5. пластинчатыми радиаторами системы охлаждения с противокоррозионным покрытием; 3.5.6. уплотняющей резиной со сроком службы не менее 30 лет; 3.5.7. газовым реле типа BF80 (или аналог) с двумя парами сигнальных и отключающих контактов; 3.5.8. струйным реле типа RS 2001 (или аналог) с двумя парами отключающих контактов; 3.5.9. высоковольтными вводами с твердой изоляцией; 3.5.10. Фланцевые соединения (за исключением разъёма бака) и люки должны иметь проточки под кольцевую резину для улучшения герметичности; 3.5.11. болтовым соединением разъёма бака; 3.5.12. устройством постоянной очистки масла - термосифонным фильтром; 3.5.13. устройством отбора газа из газового реле с уровня

Наименование мероприятия	Технологические решения
	установки трансформатора; 3.5.14. табличкой-шильдиком, закрепляемой на баке трансформатора, с указанием основных параметров: - тип трансформатора; - номинальная мощность по обмоткам; - номинальные токи и напряжения по обмоткам; - напряжения короткого замыкания между обмотками; - ток холостого хода; - потери холостого хода и короткого замыкания; - схема соединения обмоток; - количество фаз; - номинальная частота; - массово-габаритные параметры; - таблица напряжений по положениям переключателя и соответствующего положению тока; - диапазон регулировки напряжения; - заводской номер; - год выпуска; - завод-изготовитель. 3.5.15. измерителями-сигнализаторами температуры и уровня масла с преобразователями по стандарту МЭК 61850-8.1. 4. 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. 5. Блокировка ПС: 5.1. 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. 6. Применить в зданиях и сооружениях распределительных устройств 20 кВ устройства отпугивания животных. 7. Применять в качестве опорно-стержневых изоляторов и на разъединителях полимерные изоляторы, в основе опорного элемента которых используется стеклопластиковый стержень. В качестве подвесной изоляции на ПС применять стеклянную или полимерную изоляцию в соответствии с требованием

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Распоряжения ПАО «МОЭСК» от 13.05.2019 №429р. 8. Обеспечить наличие на ПС информационных и предупреждающих знаков в соответствии с требованиями Приказа ПАО «Россети» от 05.12.2019 №330 и Приказа ПАО «Россети Московский регион» от 04.12.2020 №1225 «О размещении на информационных знаках и плакатах идентификационных QR-кодов». 9. Величина наибольшего рабочего напряжения электросетевого оборудования 20 кВ и 220 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 24 кВ и 252 кВ соответственно.
Количество и мощность силовых трансформаторов	2х40 МВА (220/20 кВ)
Реконструкция и технологические решения	Установить два трансформатора напряжением 220/20 кВ, мощностью 40 МВА каждый, оснащенных устройством РПН. Тип РПН и параметры устанавливаемого оборудования уточнить проектом. Мощность устанавливаемых трансформаторов уточнить проектом в соответствии с пунктом 196, 198 «Методических указаний по проектированию развития энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286. Выполнить модернизацию линейных ячеек 220 кВ ГТ-1А (резерв) и ГТ-1Б (резерв). Объём работы определить проектом. Выполнить строительство кабельных перемычек 220 кВ от линейных ячеек ГТ – 1А (резерв), ГТ – 1Б (резерв) КРУЭ 220 кВ ПС 220 кВ Молжаниновка до вновь устанавливаемых силовых трансформаторов 220 кВ. Параметры сооружаемых КЛ 220 кВ уточнить при проектировании. Выполнить установку токоограничивающих реакторов 20 кВ, обеспечивающих ограничение токов КЗ на шинах РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново до величины не более 16 кА (тип, количество, место установки и параметры токоограничивающих реакторов определить проектом). Выполнить строительство КЛ-20 кВ, 2 шт. от выводов 20 кВ трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА до РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ №1 нов. Выполнить строительство КЛ-20 кВ, 2 шт. от выводов 20 кВ трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА до РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ №2 нов. Схему фазировки цепей первичной и вторичной коммутации выполнить в соответствии с указанием Мосэнерго №41-24/93 от

Наименование мероприятия	Технологические решения
	20.07.1981 г. «Об упорядочении расцветки фаз оборудования и схем включения трансформаторов».
Система собственных нужд	Необходимость реконструкции системы собственных нужд определить проектом. Проектом предусмотреть установку 3 резервного источника собственных нужд (ДГУ).
Система оперативного тока (СОТ, СОПТ)	Необходимость реконструкции системы собственных нужд определить проектом.
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 реконструкции объекта электроэнергетики и на Расчетный период[1], для характерных режимов, указанных в пункте 2. 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, характеризующихся максимальной токовой нагрузкой на год завершения каждого этапа реконструкции объекта 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 20 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 20 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети. На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС 220 кВ Мельниково и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства,

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

Если пятилетний период, начинающийся с планируемой даты ввода в работу объекта электроэнергетики, не превышает расчетный период СиПР ЭЭС России, актуальных на момент разработки проектной документации, то под Расчетным периодом понимается перспектива 5 лет, начиная с планируемой даты реализации последнего этапа реконструкции объектов электроэнергетики.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 завершения каждого этапа реконструкции объекта 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 качества электроэнергии предоставляется Заказчиком. 4. В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 20 кВ и выше на год завершения каждого этапа реконструкции объекта электроэнергетики и на Расчетный период. 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 20 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей сети 20 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 и электросетевого оборудования 20 кВ и 220 кВ должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 24 кВ и 252 кВ соответственно. 6. Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания выполнить с учетом актуальной СиПР ЭЭС России. 7. При применении схемно-режимных мероприятий по вводу параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, данные мероприятия должны быть проверены на допустимость их выполнения с учетом требований Методических указаний по устойчивости энергосистем и исходя из обеспечения соответствия отключающей способности выключателей уровням токов короткого замыкания. Расчетные результаты проверки должны быть представлены в дополнение к прочим результатам расчетов. Применение схемно-режимных мероприятий, приводящих к переводу электроснабжения потребителей в «тупиковом режиме», должно быть проверено на допустимость применения с учетом требований к категории электроснабжения. 8. Предоставить на рассмотрение и согласование в ПАО «Россети Московский регион» том, содержащий раздел «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания», принципиальную схему электрических соединений объекта реконструкции (сооружения) для каждого этапа реконструкции (сооружения) на бумажном носителе и 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	системы или их фрагментов, полученных от АО «СО ЕЭС» в соответствии с Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.02.2023 №82 (далее – расчетные модели). 2. Расчетные модели формируются для каждого этапа строительства ПС 220 кВ Мельниково и на Расчетный период. 3. К томам с результатами расчетов установившихся электроэнергетических режимов и расчетов действующего значения основной гармоники периодической составляющей тока в начальный момент короткого замыкания, направляемым 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).
КЛ 220 кВ	1. Для кабельных перемычек применить кабель на номинальное напряжение 220 кВ с полиэтиленовой изоляцией и медной жилой, с продольной герметизацией жилы кабеля, продольной и поперечной герметизацией экрана, с усиленной оболочкой толщиной 6 мм и с покрытием из экструдированного электропроводящего слоя. Кабельные перемычки прокладывать одной строительной длиной. 2. Сечение жилы кабеля выбрать исходя из обеспечения необходимой пропускной способности и согласовать на стадии проектирования с Московским РДУ и МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион». 3. Сечение экрана кабелей определить исходя из термической стойкости к току короткого замыкания для КЛ/КВЛ 220 кВ. Величину тока короткого замыкания определить проектом, подтвердить расчетом и согласовать с Московским РДУ и МВС – филиалом ПАО «Россети Московский регион». Проектом обеспечить потенциал на экране кабеля не выше 110 вольт при применении транспозиции экранов или их одностороннем заземлении в случае протекания длительно допустимого тока. Схему соединений экранов кабелей определить проектом, исходя из требуемой пропускной способности.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	4. Для КЛ/КВЛ 220 кВ применить концевые муфты с полимерными изоляторами. При использовании металлоконструкций для установки концевых муфт, выполнить их с цинковым антикоррозионным покрытием методом горячего заводского цинкования, остальные металлоконструкции, а также места сварки - загрунтовать и покрасить. Для крепления кабеля к стойкам концевых муфт использовать полимерные хомуты. Обеспечить защиту кабелей от механических повреждений в месте выхода из земли к концевым муфтам полиэтиленовыми трубами на высоту 0,5 м под и над землей. Выход кабеля из земли на стойки концевых муфт обеспечить под прямым углом относительно земли с его центровкой и герметизацией в трубе ПНД. Обеспечить установку сплайс боксов на расстоянии не менее 1,4 м от земли. 5. При использовании элегазовых вводов на стадии проектирования обеспечить возможность их стыковки/расстыковки с переключательными пунктами без проведения земляных работ. Обеспечить возможность проведения высоковольтных испытаний постоянным напряжением и испытаний оболочек кабелей без расстыковки элегазовых вводов с переключательными пунктами. Обеспечить расстояние от прижимного фланца элегазового ввода до фундамента не менее 500 мм. Предусмотреть возможность перемещения кабеля при расстыковке элегазового ввода в незасыпном кабельном сооружении. Требования к сооружению определить в ходе проектирования. Выполнить контур заземления элегазовых вводов медными шинами. Предусмотреть в межэтажных перекрытиях подстанции противопожарные мероприятия при заходе кабеля на этаж с КРУЭ (противопожарные подушки и т.д.). 6. Конструкцию, тип кабеля и кабельной арматуры дополнительно согласовать с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион» и управлением эксплуатации высоковольтных ЛЭП исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» с учётом выбора поставщика кабеля, муфт и других материалов и оборудования. Применяемая кабельная продукция должна быть аттестована в ПАО «Россети». 7. Трассу прохождения КП выбрать проектом вне проезжих частей автодорог и зоны зеленых насаждений. Согласовать трассу с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион».

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Предусмотреть меры по сохранности новых кабелей на период строительства. 8. Охранную зону КП обозначить информационными знаками установленного образца в соответствии с требованиями ПУЭ. Места установки знаков согласовать с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион». 9. Засыпку кабеля произвести стабилизированным грунтом с тепловым сопротивлением, обеспечивающим требуемую пропускную способность кабельных линий. Тип грунта согласовать с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион». 10. Для защиты кабелей от механических повреждений установить защитные железобетонные плиты сбоку и сверху над кабелями. 11. На открытых участках выполнить влагостойкое огнезащитное покрытие кабелей толщиной не менее 1 мм. 12. В случае прокладки кабелей в здании ПС необходимо выполнить следующие технические требования ПАО «Россети Московский регион»: - При заходе/выходе кабеля в сооружение обеспечить расположение по центру трубы в месте выхода из нее кабеля и загерметизировать выход. При расстоянии между трубами более 200 мм выполнить герметизацию термоусаживаемыми трубками; - Шаг крепления кабеля обеспечивать не более 1 м; - Заход кабеля в сооружение обеспечивать треугольником; - Кабели проложить треугольником в соответствии с требованиями ПУЭ (2006 издания) п.п. 2.3.112 - 2.3.133 (расстояние между креплениями кабеля в свету); - Исключать замкнутый металлический контур при прокладке кабеля; - В случае отсутствия противопожарной системы на объекте, предусмотреть асбестоцементные листы при пересечении кабельных перемычек и кабельных линий. 13. Проектные решения по организации заходов кабелей во все кабельные сооружения согласовать с МВС и управлением эксплуатации высоковольтных ЛЭП исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион». Проект сооружения КП должен быть выполнен специализированной организацией. Получить письменное подтверждение завода-изготовителя кабеля: об обеспечении требуемой пропускной способности кабельных линий, при соблюдении предусмотренных проектами условий прокладки; о технологическом соответствии кабеля и кабельной арматуры различных производителей. Согласовать

Наименование мероприятия	Технологические решения
	проект с заводом производителем кабеля. Согласовать проект с МВС - филиалом ПАО «Россети Московский регион» и другими заинтересованными организациями. Предусмотреть проектом и выполнить мероприятия по охране окружающей среды (почва, воздух, вода) согласно требованиям законодательства РФ «Об охране окружающей среды» и Экологической политики ПАО «Россети Московский регион». 14. Для всех реконструируемых и вновь вводимых кабельных сооружений оформить технический паспорт согласно Приложению №1 и Приложению №2 к приказу ОАО «МОЭСК» №185 от 05.03.2013. 15. В сметах к рабочему проекту предусмотреть расходы на: - шеф-надзор завода-изготовителя кабельной продукции за прокладкой и монтажом КП; - изготовление хомутов пластиковых, бирок на основе технологии ламинирования; - услуги по испытанию оболочек и изоляции кабелей; - измерение частичных разрядов; - настройку системы мониторинга частичных разрядов; - выполнение электрических измерений и фазировки; - выполнение входного контроля кабелей 220 кВ с обязательным проведением испытаний на водонепроницаемость кабеля; - отбор проб и контроль качества изоляционной жидкости при монтаже концевых муфт; - проектирование и устройство временного электроснабжения объекта на время строительства; - поставку комплекта резервных материалов, оборудования; 16. Для КП 220 кВ предусмотреть в сметах затраты на приобретение резервного оборудования: 1-й концевой муфты и/или 1-го элегазового ввода (в зависимости от применения соответствующего оборудования); комплекта инструмента и оборудования для монтажа кабельной арматуры. 17. Работы по прокладке и монтажу кабелей должны выполняться специализированной строительно-монтажной организацией. Специализированный персонал строительно-монтажной организации должен иметь группу по электробезопасности (соответствующую выполняемым типам работ) и быть аттестован поставщиком кабеля и кабельной арматуры. 18. Комиссия для приемки законченных строительно-монтажных и наладочных работ назначается после предъявления технической и исполнительной документации в МВС - филиал ПАО «Россети Московский регион».

Наименование мероприятия	Технологические решения
	19. Все работы должны проводиться с получением уведомлений и согласованием ППР. 20. Все решения по данному технологическому заданию должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов по пожарной безопасности, ПУЭ, ПТЭ электрических станций и сетей и должны быть согласованы с МВС – филиалом ПАО «Россети Московский регион» и заводом-производителем кабельной продукции. Сроки и объемы проведения работ по огнезащитной обработке кабельных линий для вновь строящихся и реконструируемых объектов определить заданием на проектирование. 21. Один экземпляр проектно-сметной документации должен быть передан в МВС - филиал ПАО «Россети Московский регион» до начала строительства для ведения технического надзора. Предоставить в МВС - филиал ПАО «Россети Московский регион»: - исполнительную документацию в бумажном виде и на электронном носителе; - исполнительные чертежи трассы КП (выполненные на инженерно-топографическом плане М 1:500 МГГТ) в бумажном виде и на электронном носителе в формате *.dwg (AutoCAD); - руководство (инструкцию) по эксплуатации кабельных линий.
КЛ 20 кВ	1. Применить кабель на номинальное напряжение 20 кВ с изоляцией сшитый полиэтилен (СПЭ) и алюминиевой жилой – марки АПвПуг. Кабельную линию прокладывать одной строительной длиной. 2. Сечение жилы кабеля выбрать исходя из обеспечения необходимой пропускной способности и согласовать на стадии проектирования с МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион». 3. Сечение экрана кабелей определить исходя из термической стойкости к току короткого замыкания для КЛ-20 кВ. Величину тока короткого замыкания определить проектом, подтвердить расчетом и согласовать с МКС – филиалом ПАО «Россети Московский регион». 4. Для КЛ 20 кВ применить концевые муфты марки ПКВтО (для внутренней установки в РУ-20 кВ). При условии применения малогабаритных ячеек РУ-20 кВ, предусмотреть установку изолирующих адаптеров на концевую муфту. Для крепления кабеля к металлоконструкциям использовать хомуты из немагнитных материалов.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	5. В РУ-20 кВ обеспечить возможность проведения высоковольтных испытаний постоянным напряжением и испытаний оболочек кабелей без отбалчивания. 6. Конструкцию, тип кабеля и кабельной арматуры дополнительно согласовать с 21 РЭР УКС СО МКС - филиала ПАО «Россети Московский регион» и управлением УТЭВКЛ филиала МКС ПАО «Россети Московский регион» Применяемая кабельная продукция должна быть аттестована в ПАО «Россети». 7. При прохождении КЛ в земле, трассу КЛ выбрать проектом вне проезжих частей автодорог и зоны зеленых насаждений. Согласовать трассу с 21 РЭР УКС СО МКС - филиалом ПАО «Россети Московский регион». Предусмотреть меры по сохранности новых кабелей на период строительства. Для защиты кабелей от механических повреждений установить сверху над кабелями несгораемую плитку ПЗК (или полнотелого кирпича, или бетонные плитки). 8. При прохождении сложных участков трассы КЛ (пересечения с инженерными коммуникациями, дорогами, ненормативное расстояние и пр.) необходимо производить прокладку кабеля в термостойких полимерных трубах, прошедших аттестацию в ПАО «Россети», с закладкой резерва 30 %. При заходе/выходе кабеля в сооружение обеспечить расположение по центру трубы в месте выхода из нее кабеля и загерметизировать выход. При расстоянии между трубами более 200 мм выполнить герметизацию термоусаживаемыми трубками, для трубных вводов предусмотреть шамотные карманы. 9. На открытых участках (в техподпольях, приямках) выполнить влагостойкое огнезащитное покрытие кабелей толщиной не менее 1 мм. 10. В случае прокладки кабелей в здании ПС необходимо выполнить следующие технические требования ПАО «Россети Московский регион»: - шаг крепления кабеля обеспечивать не более 1 м; - заход кабеля в сооружение обеспечивать треугольником; - кабели проложить треугольником в соответствии с требованиями ПУЭ (2006 г. издания) п.п. 2.3.112 - 2.3.133 (расстояние между креплениями кабеля в свету); - исключать замкнутый металлический контур при прокладке кабеля; 11. Проектные решения по организации заходов кабелей во все кабельные сооружения согласовать с 21 РЭР УКС СО филиала.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	Проект сооружения КЛ должен быть выполнен специализированной организацией. Согласовать проект с МКС - филиалом ПАО «Россети Московский регион» и другими заинтересованными организациями. Предусмотреть проектом и выполнить мероприятия по охране окружающей среды (почва, воздух, вода) согласно требованиям законодательства РФ «Об охране окружающей среды» и Экологической политики ПАО «Россети Московский регион». 12. В сметах к рабочему проекту предусмотреть расходы на: - технический надзор персоналом филиала МКС за прокладкой и монтажом КЛ; - услуги по испытанию оболочек и изоляции кабелей; - получение ТУ по сохранности существующих КЛ филиала в случае проведения земляных работ в охранных зонах - выполнение входного контроля кабелей 20 кВ и полимерных труб. 13. Работы по прокладке и монтажу кабелей должны выполняться специализированной строительно-монтажной организацией. Специализированный персонал строительно-монтажной организации должен иметь группу по электробезопасности (соответствующую выполняемым типам работ) и быть аттестован поставщиком кабеля и кабельной арматуры. 14. Все работы должны проводиться с получением уведомлений и согласованием ППР. 15. Все решения по данному технологическому заданию должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов по пожарной безопасности, ПУЭ, ПТЭ электрических станций и сетей и должны быть согласованы с МКС – филиалом ПАО «Россети Московский регион». Предоставить в МКС - филиал ПАО «Россети Московский регион»: - исполнительную документацию в бумажном виде и на электронном носителе; - исполнительные чертежи трассы КЛ (выполненные на инженерно-топографическом плане М 1:500 МГГТ) в бумажном виде.
Изоляция, защита от перенапряжений и заземление	<u>По ПС:</u> 1. Применить для защиты от перенапряжений взрывобезопасные необслуживаемые ОПН 220, 20 кВ с полимерной (силиконовой) изоляцией. Предусмотреть оснащение ОПН 220 кВ датчиками тока утечки. 2. Предусмотреть в проекте: - выполнение предпусковой диагностики (с учетом

Наименование мероприятия	Технологические решения
	требований электромагнитной совместимости) заземляющего устройства ПС заземляющего устройства ПС с выдачей паспорта ЗУ; - выполнение проверки электромагнитной обстановки (ЭМО) перед включением оборудования в работу. <u>По КЛ:</u> 1. После завершения работ по монтажу КЛ 220 кВ провести высоковольтные испытания кабеля с измерением частичных разрядов (ЧР). Затраты на указанные работы учесть в смете по монтажу КЛ.
Автоматизированная система мониторинга и диагностика	1. Технические решения по АСМД оформить отдельным томом документации. 2. Оснастить автоматизированной системой мониторинга и диагностики (АСМД) силовые трансформаторы напряжением 220 кВ. 3. АСМД должны осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникающих дефектов и прогнозирование их развития. 4. АСМД должна выполнять: - формирование сигналов предупредительной и аварийной сигнализации по контролируемым параметрам; - самодиагностику собственных программно-технических средств; - формирование архивов долговременного хранения диагностической информации. - формировать заключение о техническом состоянии контролируемого оборудования; - вычисление отработанного ресурса и прогнозирование срока службы трансформатора в режиме реального времени. 5. Порядок оснащения и особенности конструктивной подготовки силовых трансформаторов для монтажа датчиков первого уровня АСМД должен соответствовать требованиям СТО «Технические требования по оснащению силовых трансформаторов 35 кВ и выше первичными датчиками контроля автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования», утвержденного распоряжением ПАО «Россети» от 06.10.20 г. №298р. 6. Выбора объема и номенклатуры датчиков первого уровня АСМД, в зависимости от мощности контролируемого оборудования, должны выполняться в соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». 7. Полный перечень контролируемых параметров определяется на этапе проектирования с учётом особенностей

Наименование мероприятия	Технологические решения
	конкретного оборудования. 8. Оснастить автоматизированной системой мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов концевые кабельные муфты 220 кВ. 9. АСМД должна соответствовать следующим общим требованиям: - обеспечивать измерение интенсивности частичных разрядов в изоляции; - обеспечивать определение места нахождения дефекта; - формировать заключение о техническом состоянии контролируемого оборудования. 10. Система мониторинга и диагностики (АСМД) частичных разрядов концевых кабельных муфт 110 кВ должна контролировать ЧР электрическим и акустическим способами. 11. Должен осуществляться непрерывный контроль с применением АСМД под рабочим напряжением в объеме контроля уровня ЧР концевых муфт по показателям: регулярность ЧР, опасный кажущийся заряд ЧР, длительность одного цикла регистрации ЧР. 12. АСМД должна формировать заключение о техническом состоянии контролируемого оборудования. 13. Сбор и анализ полученной информации от всех подсистем мониторинга и диагностики оборудования должен проводиться на едином АРМ системы мониторинга и диагностики подстанции. Система мониторинга и диагностики должна передавать в полном объёме в режиме реального времени данные в профильные подразделения филиала и Центральную службу диагностики исполнительного аппарата ПАО «Россети Московский регион» (ЦСД). На стороне профильных служб филиала и ЦСД информация от АСМД подстанции должна выводиться (быть интегрирована) в единое существующее (при наличии) программное обеспечение (мнемосхему). Объём работ по настройке программного обеспечения со стороны подразделений учесть в пояснительной записке на тома АСМД. 14. Предусмотреть в томе по АСМД программу приемо-сдаточных испытаний единой АСМД подстанции или на отдельные её компоненты. Программа должна включать проверку передачи и получения данных с удалённых АРМ профильных подразделений.
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, 2004

Наименование мероприятия	Технологические решения
	- «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); - 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 с учётом следующих нормативно-технических документов: - 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»; - Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 №101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 Минэнерго России от 10.07.2020 №546 «Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8.02.2019 №80, от 13.02.2019 №100, от 13.02.2019 №101»; - Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 №97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики»; - «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики энергосистем» (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». 2. Релейную защиту и автоматику вновь вводимого оборудования на ПС 220 кВ Мельниково в соответствии с п. 1.12-1.20 ТУ на ТП, выполнить в соответствии с требованиями 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». 3. Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц. 4. Построение систем релейной защиты и противоаварийной автоматики выполнить с применением микропроцессорных устройств, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния. 5. 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 и приложения Б ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на

Наименование мероприятия	Технологические решения
	трансформаторы тока». 6. Выполнить проектирование и построение шины процесса в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) и МЭК 61850-9-2 (SV). 7. Объем функций РЗА, реализуемых ПАК ЦПС (Программный аппаратный комплекс цифровая подстанция), должен полностью соответствовать функциям РЗА, реализуемых МП средствами, согласно распоряжению ОАО «МОЭСК» №203 от 20.03.14 года «Об утверждении альбома типовых функциональных схем взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики». 8. Терминалы РЗА, IED, цифровые счетчики и устройства сопряжения должны иметь: декларацию соответствия реализации протокола (PICS), декларацию соответствия реализации информационной модели (MICS), дополнительную информацию по реализации протокола для испытаний (PIXIT), декларацию соответствия утвержденному перечню технических недочетов (TICS) и ICD файл с описанием возможностей устройства. 9. Для вновь вводимого оборудования на ПС 220 кВ Мельниково в соответствии с п. 1.12-1.20 ТУ на ТП, применить цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения, при применении аналоговых измерительных трансформаторов тока и напряжения оснастить их устройствами, осуществляющими аналогово-цифровое преобразование измерений и сигналов (АЦП). 10. На каждом выключателе КРУЭ 220 кВ в ячейках ГТ-1А и ГТ-1Б предусмотреть установку микропроцессорного терминала автоматики управления выключателем. 11. На каждом силовом трансформаторе напряжением 220/20 кВ мощностью 40 МВА должны быть установлены по два комплекта ДЗТ на базе МПТ. 12. Для защиты резисторов 20 кВ должно быть установлены комплекты дифференциальных токовых защит резисторов (ДЗР) с действием на группы выходных цепей основных защит трансформаторов, выполненные на базе МПТ. Комплекты должны быть независимыми по токовым и оперативным цепям. 13. Для защиты реакторов 20 кВ должно быть установлено по два комплекта дифференциальных токовых защит реакторов (ДЗО) с действием на группы выходных цепей основных защит трансформаторов, выполненные на базе МПТ. 14. В составе комплектов ДЗО 20 кВ выполнить МТЗ вводов 20 кВ. 15. На отходящих КЛ 20 кВ предусмотреть установку микропроцессорных терминалов.

Наименование мероприятия	Технологические решения
	16. На каждом СВ 20 кВ предусмотреть установку микропроцессорных терминалов защит. 17. Оптическую дуговую защиту шин 20 кВ на каждой секции 20 кВ выполнить в соответствии с распоряжением ОАО «МОЭСК№ №745р от 29.10.2012. 18. Для защиты секций шин 20 кВ предусмотреть применение централизованной цифровой дифференциальной защиты шин с обменом данными в соответствии с требованиями МЭК 61850-8-1, МЭК 61850-9-2. 19. Управление выключателями 220 кВ (20 кВ) организовать с использованием дискретных устройств сопряжения с шиной процесса (преобразователей дискретных сигналов), интегрированных в единую шину процесса. Передачу сигналов отключения от терминалов РЗА к дискретным устройствам сопряжения с шиной процесса (преобразователям дискретных сигналов), а также передачу сигналов РПО/РПВ от последних к терминалам РЗА выполнить с применением протокола GOOSE. Шина процесса в части передачи Sampled Values (IEC 61850-9-2LE)/GOOSE сообщений должна быть резервированной на базе протокола PRP. Передача всей информации осуществляется с контролем времени доставки по меткам времени. Устройства, подключаемые к шине процесса (терминалы РЗА, контроллеры телемеханики и т.д.) также должны поддерживать протокол резервирования PRP. 20. Непосредственное управление электрооборудованием реализовать с помощью управляющих контроллеров. Команды на отключение поступают одновременно от нескольких (интеллектуальные электронные устройства) IED (каждый из дублирующих IED работает независимо от резервирующего) через 2 контроллера на 2 катушки отключения выключателя. 21. Модельный ряд цифровых устройств, сопрягаемых с шиной процесса, должен включать в себя: преобразователь аналоговых сигналов (аналоговые измерения → Sampled Values), преобразователь дискретных сигналов (дискретные сигналы → GOOSE, GOOSE → «сухие» контакты реле), датчики технологических величин с цифровым интерфейсом, управляющий контроллер (управление выключателем, отсечным клапаном, разъединителями, ЗН, РПН, ЛРТ, УКРМ, пускателями ЭВ и ЭН в системе охлаждения тр-ра), устройства среднего уровня (IED), коммутаторы шины процесса. 22. Проектом предусмотреть применение комплекса регистрации аварийных событий по протоколам стандарта IEC 61850, в том числе с пуском по мета-данным, передаваемым в цифровых сообщениях (качества информация, признаки синхронизации времени и др.).

Наименование мероприятия	Технологические решения
	23. Проектом предусмотреть применение системы диагностики исправности цифровых коммуникаций по протоколам стандарта IEC 61850 в режиме реального времени. 24. В состав рабочей документации по РЗА должны входить: 24.1. Пояснительная записка, включающая расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики и существующих устройств РЗА, в том числе в прилегающей сети, 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. 24.2. Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии). 24.3. 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. 24.4. Схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА. 24.5. Заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии программного обеспечения для микропроцессорных устройств РЗА. 24.6. Схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА. 24.7. Схемы организации цепей напряжения устройств РЗА. 24.8. Принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей. 24.9. Технические решения по интеграции устанавливаемых устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации. 25. 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	замыканиях». 26. Количественный и качественный состав РЗА на ПС 220 кВ Мельниково определить проектом; 27. 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. 28. 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 в прилегающей сети, а также устройств РЗА предусмотренных к установке. 29. Проектом должно быть предусмотрено применение специализированного программного обеспечения и проверочных устройств для вновь устанавливаемого комплекса РЗА с применением обмена данными по протоколу МЭК 61850. 30. Проектом предусмотреть установку на ПС 220 кВ Молжаниновка независимого регистратора аварийных событий (РАС), в том числе передаваемых в соответствии с МЭК 61850, с формированием осциллограмм в формате comtrade. 31. На этапе разработки проектной документации должна быть выполнена разработка файла SSD (System Specification Description), включающим в себя описание однолинейной схемы, требования к используемым логическим узлам и их объектам данных для моделирования функций РЗА и АСУ ТП. Файл SSD также должен включать описание распределение логических узлов по физическим (виртуальным) устройствам комплекса РЗА и АСУ ТП. На этапе разработки рабочей документации должен быть разработан файл SCD (System Configuration Description), описывающий коммуникации в формате коммуникационных сервисов стандарта IEC 61850 между устройствами комплексов РЗА и АСУ ТП. 32. Устанавливаемый комплекс РЗА должен обеспечивать возможность работы с цифровыми измерительными трансформаторами тока и напряжения, подтвержденную протоколом совместных предварительных испытаний. 33. Терминалы РЗА, IED, цифровые счетчики и устройства сопряжения должны иметь: декларацию соответствия

Наименование мероприятия	Технологические решения
	реализации протокола (PICS), декларацию соответствия реализации информационной модели (MICS), дополнительную информацию по реализации протокола для испытаний (PIXIT), декларацию соответствия утвержденному перечню технических недочетов (TICS) и ICD файл с описанием возможностей устройства. 34. Связное оборудование (коммутаторы, патч-панели, и т.п.), через которое обеспечивается связь AMU/DMU с терминалами РЗА (передача команд на отключение и SV) должно быть включено в проект РЗА и не иметь пересечений со связным оборудованием, устанавливаемым по проекту АСУТП. Для синхронизации времени между терминалами РЗА и AMU\DMU в проекте РЗА должен быть предусмотрен резервируемый сервер времени. Для присоединений, на которых предусматривается установка оптических трансформаторов тока и напряжения, и соответствующая реконструкция в части РЗА, предусмотреть проектом РЗА установку контроллеров присоединений (IED), принимающих данные от устройств полевого уровня (MU) по протоколу МЭК61850-9.2(LE), передающих команды управления выключателями, разъединителями и заземляющими ножами по протоколу GOOSE MMS и связанных с серверами АСУ ТП и ТМ по протоколу МЭК61850-8.1. Отследить согласование этих требований с требованиями в части АСУТП. 35. Обеспечить привлечение производителя оборудования РЗА на инженерное сопровождение проекта, включающий контроль стадии проектирования, приемку из наладки и один цикл технического обслуживания. 36. 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.
Противоаварийная, режимная и сетевая автоматика	1. На основании разработанного тома, содержащего раздел «Расчет электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания»: а) определить виды необходимых для установки устройств

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 ДП Московского РДУ; в) списки передаваемых сигналов, технические решения, обеспечивающие передачу информации между объектами, на которых расположены устройства ПА и СА, и схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем согласовать с подразделениями информационно-технологических систем и связи ПАО «Россети Московский регион» и филиалами

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 и Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №97. 1. Получить в ООО «Инфраструктура Молжаниново» технические условия на заходы волоконно-оптических кабелей связи и размещение оборудования связи на ПС 220 кВ Молжаниновка (при необходимости). 2. На участке от ПС 220 кВ Мельниково до ПС 220 кВ Молжаниновка совместно с КЛ 220 кВ выполнить устройство двух географически разнесённых волоконно-оптических линий связи с использованием волоконно-оптических кабелей связи емкостью по 48 оптических волокон каждый. 3. При устройстве волоконно-оптических линий связи применить волоконно-оптические кабели с оптическими волокнами, произведенными в странах ЕАЭС. 4. Способ устройства, трассы и марки волоконно-оптических кабелей связи определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион» и всеми заинтересованными организациями. 5. Выполнить разварку оптических волокон на оптических кроссах. 6. Построить цифровую систему передачи ПС 220 кВ Мельниково – ПС 220 кВ Молжаниновка – Центральный узел

Наименование мероприятия	Технологические решения
	связи ПАО «Россети Московский регион» с установкой оборудования связи: ПС 220 кВ Мельниково: - мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). ПС 220 кВ Молжаниновка: - доукомплектовать мультиплексор СЦИ, в случае невозможности доукомплектования – установить мультиплексор СЦИ с базовым пакетом лицензии для подключения сетевого элемента к серверу (1 к-т). Центральный узел связи 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). 7. Создаваемая цифровая система передачи должна быть включена в систему управления с Центрального узла связи ПАО «Россети Московский регион». 8. Разработать схему тактовой синхронизации мультиплексоров СЦИ создаваемой цифровой системы передачи, взаимоувязанную с существующей тактовой системой синхронизации ПАО «Россети Московский регион». 9. На ПС 220 кВ Мельниково 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 МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 10. 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. 11. 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	географически разнесённым трассам) каналов связи в каждом направлении передачи информации. 12. Организовать основные и резервные (по географически разнесённым трассам) каналы диспетчерской телефонной связи на информационных направлениях: - ПС 220 кВ Мельниково – Центр управления сетями ПАО «Россети Московский регион». 13. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи технологической информации из АСУ ТП ПС 220 кВ Мельниково в АСДУ МВС – 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. 14. Организовать каналы связи для передачи информации автоматизированной системы мониторинга и диагностики высоковольтного оборудования на информационных направлениях: - ПС 220 кВ Мельниково – ДП МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион»; - ПС 220 кВ Мельниково – центральная служба диагностики ПАО «Россети Московский регион». 15. Организовать основной и резервный (по географически разнесённым трассам) каналы связи для передачи телеинформации о технологических режимах работы КЛ 220 кВ на информационном направлении ПС 220 кВ Мельниково – ДП МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 16. Организовать выделенный канал связи для передачи температурных профилей кабельных участков и удаленной настройки устройства мониторинга температуры кабелей КЛ 220 кВ с сервера мониторинга температуры ДП МВС на информационном направлении ПС 220 кВ Мельниково – ДП МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 17. Организовать каналы связи передачи информации по ЧР и удаленной настройки устройства мониторинга ЧР КЛ на информационных направлениях: - ПС 220 кВ Мельниково – ДП МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион»; - ПС 220 кВ Мельниково – центральная служба диагностики ПАО «Россети Московский регион». 18. Организовать основной и резервный (по географически

Наименование мероприятия	Технологические решения
	разнесённым трассам) каналы связи для системы учёта электроэнергии АИИС КУЭ на информационном направлении ПС 220 кВ Мельниково – сервер АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет». Адрес расположения сервера АИИС КУЭ согласовать с филиалом ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет», службой СДТУ МВС – 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 220 кВ Мельниково – 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 МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион», а также всеми заинтересованными организациями. 21. Схему организации связи согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион», а также всеми заинтересованными организациями. 22. В случае принятия решения об организации или реконструкции высокочастотных каналов связи, РЗ и ПА 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). 23. Построить СКС и ЛВС ПС 220 кВ Мельниково. Объем

Наименование мероприятия	Технологические решения
	сооружения СКС и ЛВС определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 24. На ПС 220 кВ Мельниково установить диспетчерский коммутатор. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 25. На ПС 220 кВ Мельниково обеспечить звукозапись диспетчерских переговоров. Тип и комплектацию оборудования определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион». 26. На ПС 220 кВ Мельниково 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 МВС – 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. 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 МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», а также всеми заинтересованными организациями. 28. Все интерфейсные окончания трибутарных модулей

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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. 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 согласно действующему Регламенту работы КДО ПАО «Россети Московский регион». Комплектацию оборудования связи определить в процессе проектирования и согласовать со службой СДТУ МВС – 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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; - затраты на проведение технического надзора при проектировании и строительстве волоконно-оптических линий связи. Тип, количество и комплектацию ЗИП согласовать со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион», а также 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 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. 35. Проект по организации цифровой системы связи ПС 220 кВ Мельниково выполнить в виде отдельного тома. Проект по организации цифровой системы связи ПС 220 кВ Мельниково должен быть согласован со службой СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион», управлением развития ИТСиСС ПАО «Россети Московский регион», а также всеми заинтересованными организациями. Электронную копию проектной документации по организации цифровой системы связи ПС 220 кВ Мельниково 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 220 кВ Мельниково представить исполнительную документацию в бумажном виде, а также на электронном

Наименование мероприятия	Технологические решения
	носителе в формате *.pdf (со всеми подписями уполномоченных должностных лиц) и в формате *.dwg (AutoCAD) в службу СДТУ МВС – филиала ПАО «Россети Московский регион».
Автоматизированная система телеконтроля и управления	На ПС 220/20 кВ 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). 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 ЩСН и к ЩПТ. 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» 29.12.2017 с учетом требований п. 3.8. - Приложения 4 к Соглашению о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети Московский регион» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России. - 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, ЩСН, 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	ПАО «Россети Московский регион». 2.3. На этапе проектирования разработать перечни телеинформации для передачи на ДП филиала ПАО «Россети Московский регион». Перечни, включая адресную часть, согласовать с ПАО «Россети Московский регион» и Московским РДУ. 2.4. Передача телеинформации от ПС 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 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 220 кВ Мельниково должны выполняться в соответствии с требованиями действующих отраслевых нормативных, директивных и методических документов, 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». 1.2. Разработке проектной документации на АИИС КУЭ ПС

Наименование мероприятия	Технологические решения
	220 кВ Мельниково должно предшествовать проведение ППО ПС: 1.2.1. До проведения ППО необходимо собрать техническую документацию (копии документов должны быть получены в соответствующем электросетевом филиале ПАО «Россети Московский регион», филиале «Энергоучет» или оформлены до начала проведения ППО сетевой организацией), в соответствии с п.4.3. распоряжения ПАО «Россети» №355 от 20.07.2015 1.2.2. Отчет ППО должен быть утверждён в ПАО «Россети Московский регион». 1.2.3. Отчет ППО должен содержать: а) перечень существующих точек учета с указанием состава измерительных комплексов: - однолинейная схема подстанции с указанием расположения измерительных комплексов, в т.ч. на уровне напряжения 0,4/0,23 кВ. - перечень оборудования на подстанции, используемого для учета. - наличие на подстанции приборов учёта, принадлежащих ПАО «Россети Московский регион», потребителю. б) перечень измерительных комплексов, не соответствующих требованиям НТД по следующим критериям: - несоответствие класса точности ТТ, ТН, счетчиков действующим НТД (подтверждает организацией, проводящей ППО). - несоответствие нагрузок на ТТ по току (согласно требованиям п. 1.5.17 ПУЭ, ГОСТ 7746-2015) (для ИИК с не подлежащими замене измерительным ТТ). - наличие совмещенных вторичных цепей учета с цепями измерений и РЗА (для ИИК с не подлежащими замене измерительным ТТ, ТН). - несоответствие нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов (для ИИК с ТТ, ТН, не подлежащими замене). - несоответствие падений напряжения в цепях учета (для ИИК с ТН, не подлежащими замене). - несоответствие срока службы (для ИИК с ТТ, ТН, не подлежащими замене). 1.2.4. Отчет ППО должен быть согласован с «Энергоучет» - филиалом ПАО «Россети Московский регион» в части перечня точек учета, наличия и состояния, балансовой принадлежности приборов учета. 1.3. До выполнения строительно-монтажных работ необходимо разработать дополнение к проектной документации на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС

Наименование мероприятия	Технологические решения
	220 кВ Молжаниновка. Проект выполнить отдельным томом, электронную копию представить в «Энергоучёт» - филиал ПАО «Россети Московский регион» и ДМиККЭ ИА ПАО «Россети Московский регион». 1.4. Измерительные комплексы (ИК) должны быть установлены/модернизированы на ПС 220 кВ Молжаниновка: 1.4.1. В РУ-220 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: - линейных (ГТ-1А, ГТ-1Б); - вводах трансформаторов; - ремонтной перемычки (при наличии), - обходного выключателя (при наличии). 1.4.2. В РУ-20 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: - вводах трансформаторов; 1.4.3. В РУ-20 кВ на вновь устанавливаемых присоединениях: - отходящих линий; - присоединениях ДГК (при наличии). 1.4.4. 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). 1.5. В качестве приборов учета для реконструируемых/вновь вводимых присоединений, указанных в п. 1.4.1, 1.4.2 использовать цифровые многофункциональные счетчики электроэнергии, класса точности не ниже 0,2S/0,5. На присоединениях, указанных в п. 1.4.3, 1.4.4 использовать статические интервальные счетчики электроэнергии, класса точности 0,2S/0,5. Применяемые приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2021. 1.6. Для ПС 220 кВ Молжаниновка 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 220 кВ Молжаниновка 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». 1.7. Предусмотреть этапность/последовательность

Наименование мероприятия	Технологические решения
	выполнения работ по модернизации системы АИИС КУЭ, согласно этапам/последовательности выполнения реконструкции ПС. 1.8. Все средства измерений должны иметь действующие сертификаты об утверждении типа средств измерений, выданные Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (с информацией о занесении СИ в Госреестр СИ РФ). Выполнение измерений должно осуществляться в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками. 1.9. Проектная и эксплуатационная документация должна выполняться в соответствии с требованиями: - Единой системы конструкторской документации ЕСКД; - ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.602-89, 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». 1.10. На этапе проектирования измерительных комплексов, расчеты и выбор компонентов должен соответствовать требованиям ПУЭ (1.5), типовых инструкций СО 153- 34.09.101-94, СО 34.11.321-96, СО 34.11.114-95, СО 34.11.209-99, МЭК 61850. 1.11. Для измерительных каналов необходимо: - на присоединениях РУ-220, 20 кВ, указанных в 1.4.1, 1.4.2 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-20 кВ, указанных в п. 1.4.3 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; установить трансформаторы напряжения, которые должны иметь отдельную вторичную обмотку для цепей учета;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	необходимо обеспечить работу данной вторичной обмотки трансформаторов напряжения в классе точности 0,2. - на присоединениях 0,4 кВ (присоединения ТСН), указанных в п.1.4 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 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 №1815). 1.12. В проекте предусмотреть основной и резервные каналы передачи данных между УСПД на ПС 220 кВ Молжаниновка 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. 1.13. Аппаратная часть ИК должна быть защищена от воздействия электромагнитных полей и механических повреждений. 1.14. Все компоненты ИК должны иметь возможность функционировать в существующем электромагнитном

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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). 1.15. Средства коммерческого учета и данные коммерческого учета об энергопотреблении на всех уровнях должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений. 1.16. Необходимо обеспечить резервирование питания технических средств коммерческого учета электроэнергии, устанавливаемых на подстанции (предусмотреть в проектной документации шинки/клеммы резервного питания счетчиков, шкаф АВР для резервного питания счетчиков и питания шкафа УСПД). Необходимо обеспечить подключение к источнику бесперебойного питания технических средств коммерческого учета электроэнергии уровня ИВКЭ, устанавливаемых на подстанции. 1.17. В проекте отдельным разделом выполнить расчет численности персонала, выполняющего техническое обслуживание АИИС КУЭ ПС 220 кВ Молжаниновка 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. 1.4.1 раздела «Учет электроэнергии», установить в отдельных панелях/шкафах учета. 2.2.2. Счетчики, предусмотренные в п.п. 1.4.2, 1.4.3, 1.4.4, 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:*

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 присоединений 220 кВ на территории ПС выполнять кабелем в броневой оболочке; допускается выполнять вторичные цепи напряжения присоединений 20 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, 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 отметки в паспортах о первичной поверке, - 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 2.601-2013) 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 34.601-90, ГОСТ 34.603-92. 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 отметки в паспортах о первичной поверке, - 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	- сопроводительные документы к техническим средствам (ГОСТ 2.102-68, ГОСТ 2.601-2006) и программному обеспечению (ГОСТ 19.101-77), а также разработанные подрядной организации эксплуатационные документы. - программа и методика испытаний АИИС КУЭ в соответствии с требованиями ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.603-92. - 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 220 кВ Молжаниновка за 1 календарный месяц, в период опытной эксплуатации. 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	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 16.11.2020 №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. 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;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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: - 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

Наименование мероприятия	Технологические решения

ПАО «Россети».

7. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов Российской Федерации и ПАО «Россети».

8. Для новых присоединений, а также 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:

№ пп	Место выполнения измерений		Измеряемые вели		
			Ток, А	Напряжение, В (кВ)	Мощность активная, Вт (кВт, МВт)
1	РУ 20 кВ	ТСН	**1**	**1**	
2		ВЛ(КЛ)-20 кВ	**1**		**1**
3		Ввод-20 кВ	**3**		**1**
4		секция шин 20 кВ		**3**	
5	РУ 220 кВ	ВЛ-220 кВ	**3**		**1**
6		Ввод 220 кВ	**3**		**1**

Наименование мероприятия	Технологические решения

7		секция шин 220 кВ		**3**	

**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°С до +50°С;
- 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;
- 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 20 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 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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» – Московские высоковольтные 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» – Московские высоковольтные 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; - 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» – Московские высоковольтные сети рабочую и эксплуатационную документацию на комплекс

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 Постановления Правительства Российской Федерации от 19.09.2015 №993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса» объект должен быть оснащен инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО) в составе: 1. инженерно-технические средства защиты: 1.1. инженерные заграждения; 1.2. инженерные средства и сооружения; 1.3. контрольно-пропускные пункты (КПП); 1.4. помещения для размещения подразделений охраны. 2. технические средства охраны; 2.1. система автоматической охранной сигнализации периметра территории объекта (СПС) и внутренних помещений объекта (СОС); 2.2. система охранная телевизионная (СОТ); 2.3. система контроля и управления доступом (СКУД); 2.4. система сбора и обработки информации, в том числе подсистема связи и передачи извещений к пультам централизованного наблюдения (ССОИ). 3. вспомогательные системы и средства. 3.1. система охранного освещения (СОО); 3.2. система оповещения о тревоге, чрезвычайной ситуации и др.; 3.3. система электропитания. 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	ПАО «Россети Московский регион», рекомендуется использование систем безопасности на базе ISS или LTV. 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, АСМД, дистанционного управления КА и оборудованием РЗА. **Состав представляемых на рассмотрение материалов проектирования:** - 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. 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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; - 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. <u>Требования по обеспечению информационной безопасности</u> 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:

Наименование мероприятия	Технологические решения
	- требований 187-ФЗ от 26.07.2017 «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и подзаконных актов; - требований Приказа ФСТЭК от 14.03.2014 №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 №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 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 28.07.2020 №329 «Об утверждении методики и порядка проведения проверки качества (аттестации) оборудования и типового регламента работы комиссии по допуску оборудования» 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 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);

Наименование мероприятия	Технологические решения
	- 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; - 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 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:

Наименование мероприятия	Технологические решения
	- 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 (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. **Исполнитель (соисполнитель) работ 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».

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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; - 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	содержанию». 2. Для обеспечения пожарной безопасности в проектной документации обосновать: - противопожарный разрыв или расстояние от проектируемого здания или сооружения, электротехнического оборудования 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, а также автоматического пожаротушения и систем противодымной защиты (при наличии); - 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 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, стандартов

Наименование мероприятия	Технологические решения
	организации ПАО «Россети».
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; 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 30.12.2008 №326, в программном комплексе РТП 3 с учетом коэффициента загрузки (авто)трансформатора равного 0,4. Допускается принять другой коэффициент загрузки при условии его обоснования в работе. Время работы (авто)трансформатора принять 8760 часов/год. Расход электрической энергии на системы охлаждения (авто)трансформаторов принять согласно Инструкции по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции (РД 34.09.208). При отсутствии в инструкции данных по требуемому типу системы охлаждения информацию получить у производителя. 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

Наименование мероприятия	Технологические решения
	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. 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	1. Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических объектов должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет. 2. В качестве фундаментов под оборудование следует применять облегченные предварительно - напряженные железобетонные стойки, сплошные блоки из тяжелого бетона, железобетонные сваи, монолитные и винтовые сваи. 3. 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. 4. При устройстве фундаментов под трансформаторы и маслоприемных устройств маслонаполненного оборудования использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона. 5. При устройстве маслохозяйства (маслоприемников, маслоотводов) необходимо руководствоваться требованиями ПУЭ 6-7 изд. (п.4.2.69). 6. 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. 7. Для защиты железобетонных фундаментов от воздействия агрессивных сред в зависимости от степени этого воздействия следует применять соответствующие марки бетона по

Наименование мероприятия	Технологические решения
	водонепроницаемости W8 и морозостойкости F200, а также бетон на сульфато-стойком цементе. 8. В качестве дополнительной защиты при необходимости может применяться покрытие фундаментов гидроизоляцией (в том числе их надземной части) в соответствии с действующими нормами. 9. При обустройстве территории ОРУ спланировать территорию. 10. В местах проезда специализированного транспорта устроить асфальтовое или бетонное (возможно использование дорожных плит) дорожное покрытие.
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 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;

Наименование мероприятия	Технологические решения
	- Дендрологическая часть проекта (при необходимости); - Проект благоустройства и озеленения (при необходимости). Содержание раздела 8 «Перечень мероприятий 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, 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).
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; - СП 68.13330.2017. Свод правил. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 3.01.04-87»; - ГОСТ 17.5.3.04-83. Государственный стандарт Союза ССР. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель"; и др.

Наименование мероприятия	Технологические решения
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 21.1101-2013 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

Проектная документация должна быть согласована с:

- ПАО «Россети Московский регион»;
- филиалом ПАО «Россети Московский регион» - «Московские высоковольтные 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).

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 24.08.2020 №857, сметная документация, после получения положительного заключения экспертизы, подлежит проверке в департаменте ценового контроля ПАО «Россети Московский регион» (п.3.2, п.3.5.1).

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:

- ТУ на ТП №И-23-00-624621/102 от 15.06.2023;
- 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».

Выполнить сметный расчет согласно требованиям МДС 81-40.2006 (Указания по применению федеральных единичных расценок на пусконаладочные работы) и ТСН-2001.5.

12.3. Авторский надзор.

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

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

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

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

12.5. Согласование проекта.

Согласование документации с 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.

0 230622 504345

Приложение Б

Дополнительное соглашение № 3
к договору № ИА-23-302-15007(624621) от 15.06.2023
об осуществлении технологического присоединения
к электрическим сетям

г. Москва «03» апреля 2024г.

Публичное акционерное общество «Россети Московский регион» (в дальнейшем – **«Сетевая организация»**), в лице **И.о. заместителя генерального директора по технологическому присоединению Милякова Андрея Анатольевича**, действующего на основании Доверенности №77/555-н/77-2023-2-1345 от 27.04.2023, с одной стороны, и

ОАО «РЖД» (в дальнейшем - «Заявитель»), в лице начальника Группы заказчика по реализации проекта "Высокоскоростная железнодорожная магистраль "Москва - Санкт-Петербург" Федорова Дмитрия Александровича, действующего(ей) на основании доверенности от 28.06.2023 г ДКРС-140/Д, с другой стороны, вместе именуемые **«Стороны»**, на основании заявки № И-24-00-223309/125 заключили настоящее дополнительное соглашение к договору № ИА-23-302-15007(624621) от 15.06.2023 (далее – Договор) о следующем:

1.Стороны пришли к соглашению все ранее выданные Технические условия, в том числе Технические условия **№ И-23-00-348837/125** – аннулировать. Технические условия **№ И-24-00-223309/125** – принять к исполнению. Технические условия **№ И-24-00-223309/125** считать Приложением №1 к Договору.

2. Обязательства Сторон, не затронутые настоящим дополнительным соглашением, остаются в неизменном виде.

3. Настоящее дополнительное соглашение становится неотъемлемой частью Договора с момента заключения. С указанного момента Договор продолжает действовать в части, не противоречащей дополнительному соглашению.

4. Настоящее дополнительное соглашение составлено и подписано в 2-х идентичных экземплярах – по одному для каждой Стороны.

Подписи сторон:

от Сетевой организации	от Заявителя
/А.А. Миляков /	/ Д.А. Федоров /
М.П.	М.П.

1 230622 393016

Приложение № 1 от 03 апреля 2024 г.
к договору ТП № ИА-23-302-15007(624621)
от 15 июня 2023 г.

21 Район

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

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП
Сертификат: 0496D5AC0062B047834A75E7B8FB3A54B0
Владелец: Куделин Алексей Сергеевич
Действителен с 18.08.2023 по 18.08.2024

А.С. Куделин

____.03.2024

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора по
технологическому присоединению
ПАО «Россети Московский регион»

_____ К.В. Лебедь

«____» _____ 2024 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № И-24-00-223309/125 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств Открытого акционерного общества «Российские железные дороги»

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 09.01.2023 № И-23-00-624621/102 и письма от 02.11.2023 № И-23-00-348837/125, и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от 15.06.2023 № ИА-23-302-15007(624621) энергопринимающих устройств (тяговая ПС 20 кВ Молжаниново по адресу: 125466, г. Москва, Машкинское ш, в районе д. 1) Открытого акционерного общества «Российские железные дороги», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка).

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «Россети Московский регион» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 2 (двух) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 31000 кВт в 2 (два) этапа (I этап (1-й очереди) – 27000 кВт, I этап (2-й очереди) – 27000 кВт (с учетом максимальной мощности I этап (1-й очереди), II этап – 31000 кВт (с учетом максимальной мощности этапа I (2-й очереди)) и объектов электросетевого хозяйства Заявителя:

с образованием после выполнения настоящих технических условий 4 (четырех) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

I этап (1-я очередь):

1 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 1 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 6750 кВт;

2 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 1 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 6750 кВт;

3 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 2 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 6750 кВт;

4 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 2 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 6750 кВт.

I этап (2-я очередь):

1 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 1 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 6750 кВт;

2 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 1 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 6750 кВт;

3 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 2 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 6750 кВт;

4 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 2 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 6750 кВт.

II этап:

1 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 1 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 7750 кВт;

2 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 1 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 7750 кВт;

3 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 2 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 7750 кВт;

4 точка – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-20 кВ, направлением от ячейки РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 2 нов. к РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново, в РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново с максимальной мощностью 7750 кВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме на I этапе (1-я очередь) – 27000 кВт по первой категории надежности электроснабжения, на I этапе (2-я очередь) – 27000 кВт по первой категории надежности электроснабжения, на II этапе – 31000 кВт по первой категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий следующие мероприятия:

I этап (1 очередь):

1.1. Строительство двухтрансформаторных подстанций 10/20 кВ, 2 шт. (ТП-10/20 кВ № 1 нов., № 2 нов. с сооружением РУ 20 кВ с двумя секциями 20 кВ рассчитанного на установку 14 линейных ячеек, с установкой двух вводных, одной секционной, 2 линейных ячеек, 2 яч. ТН. Установить в каждой ТП по 2 трансформатора мощностью по 16 МВА со схемой и группой соединений обмоток трансформаторов Δ/Δ-0). Тип и параметры устанавливаемого оборудования определить проектом.

1.2. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт., от яч.№ 3 и № 4 1 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка) до яч. РУ 10 кВ 1 сек. ТП-10/20 кВ № 1 нов. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм – 0,6 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,3 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 225 мм – 0,3 км.

1.3. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт., от яч.№ 5 и № 6 1 сек. КРУ 10 кВ ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка) до яч. РУ 10 кВ 2 сек. ТП-10/20 кВ № 1 нов. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм – 0,6 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,3 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 225 мм – 0,3 км.

1.4. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт., яч.№ 18 и № 19 2 сек. КРУ 10 кВ ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка) до яч. РУ 10 кВ 1 сек. ТП-10/20 кВ № 2 нов. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм – 0,6 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,3 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 225 мм – 0,3 км.

1.5. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт., от яч.№ 20 и № 21 2 сек. КРУ 10 кВ ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка) до яч. РУ 10 кВ 2 сек. ТП-10/20 кВ № 2 нов. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм – 0,6 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,3 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 225 мм – 0,3 км.

1.6. Строительство КЛ-20 кВ, 1 шт., от яч. (номер ячейки определить проектом) 1 сек. РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 1 нов. до РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново. Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм, с медным экраном сечением 95 кв. мм – 3 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 0,65 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 2,35 км.

1.7. Строительство КЛ-20 кВ, 1 шт., от яч. (номер ячейки определить проектом) 2 сек. РУ-20 ТП-10/20 кВ № 1 нов. до РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново. Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм, с медным экраном сечением 95 кв. мм – 3 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 0,65 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 2,35 км.

1.8. Строительство КЛ-20 кВ, 1 шт., от яч. (номер ячейки определить проектом) 1 сек. РУ-20 ТП-10/20 кВ № 2 нов. до РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново. Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм, с медным экраном сечением 95 кв. мм – 3 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 0,65 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 2,35 км.

1.9. Строительство КЛ-20 кВ, 1 шт., от яч. (номер ячейки определить проектом) 2 сек. РУ-20 ТП-10/20 кВ № 2 нов. до РУ 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново. Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм, с медным экраном сечением 95 кв. мм – 3 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 0,65 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 2,35 км.

1.10. Выполнить благоустройство по трассе КЛ-10 кВ, КЛ-20 кВ.

1.11. Запрещается присоединение к секциям 10 кВ ТП 10/20 кВ №1 и №2 КЛ 10 кВ, присоединенных к разным секциям 10 кВ ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка).

1.12. Запрещается замыкание секций 10 кВ и 20 кВ ТП 10/20 кВ №1 и №2 и секций 20 кВ тяговой ПС 20 кВ Молжаниново при одновременном нахождении в работе КЛ, присоединенных к разным секциям 10 кВ ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка).

1.13. Строительство тяговой ПС 20 кВ Молжаниново (тип, мощность и количество трансформаторов, схему РУ-20 кВ кол-во ячеек определить проектом).

I этап (2 очередь):

1.14. В двухтрансформаторных подстанциях 10/20 кВ, 2 шт. (ТП-10/20 кВ № 1 нов., № 2 нов.) (сооружаются по пункту 1.1 настоящих технических условий) выполнить замену трансформаторов. Установить в каждой ТП по 2 трансформатора мощностью по 16 МВА со схемой и группой соединений обмоток трансформаторов $\Delta/Y_н$-11. Тип и параметры устанавливаемого оборудования определить проектом.

1.15. Трансформаторы 10/20 кВ в ТП-10/20 кВ № 1 нов., ТП-10/20 кВ № 2 нов., устанавливаемые по пункту 1.1 настоящих технических условий, вывести из работы.

II этап:

1.16. Сооружение и ввод в работу подстанции с установкой двух трансформаторов напряжением 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый.

1.17. Выполнить модернизацию линейных ячеек 220 кВ ГТ-1А (резерв) и ГТ-1Б (резерв) на ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка). Объем мероприятий определить проектом.

1.18. Строительство КЛ 220 кВ от линейной ячейки ГТ-1А (резерв) КРУЭ 220 кВ ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка) до трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА (сооружается по п. 1.16) одножильным кабелем с медными жилами сечением не менее 240 кв. мм с изоляцией из сшитого полиэтилена, общей протяжённостью по трассе 0,13 км, из них:

- протяженность КЛ в туннелях и коллекторах – 0,13 км;

1.19. Строительство КЛ 220 кВ от линейной ячейки ГТ-1Б (резерв) КРУЭ 220 кВ ПС № 876 220/10 кВ Молжаниновка (ПС 220 кВ Молжаниновка) до трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА (сооружается по п. 1.16.) одножильным кабелем с медными жилами сечением не менее 240 кв. мм с изоляцией из сшитого полиэтилена, общей протяжённостью по трассе 0,13 км, из них:

- протяженность КЛ в туннелях и коллекторах – 0,13 км;

1.20. Выполнить установку токоограничивающих реакторов 20 кВ, обеспечивающих ограничение токов КЗ на шинах РУ 20 кВ вновь сооружаемой подстанции 220/20 кВ (сооружается по п. 1.16.) до величины не более 16 кА (тип, количество, место установки и параметры токоограничивающих реакторов определить проектом).

1.21. Строительство КЛ-20 кВ, 1 шт. от выводов 20 кВ трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА (сооружается по п. 1.16) до яч. 1 сек. РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 1 нов. (сооружается по 1 этапу). Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм, с медным экраном сечением 95 кв. мм – 0,2 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 0,1 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 0,1 км.

1.22. Строительство КЛ-20 кВ, 1 шт. от выводов 20 кВ трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА (сооружается по п. 1.16) до яч. 2 сек. РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 1 нов. (сооружается по 1 этапу). Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм, с медным экраном сечением 95 кв. мм – 0,2 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 0,1 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 0,1 км.

1.23. Строительство КЛ-20 кВ, 1 шт. от выводов 20 кВ трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА (сооружается по п.1.16) до яч. 1 сек. РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 2 нов. (сооружается по 1 этапу). Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм, с медным экраном сечением 95 кв. мм – 0,2 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 0,1 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 0,1 км.

1.24. Строительство КЛ-20 кВ, 1 шт. от выводов 20 кВ трансформатора 220/20 кВ мощностью 40 МВА (сооружается по п.1.16) до яч. 2 сек. РУ-20 кВ ТП-10/20 кВ № 2 нов. (сооружается по 1 этапу). Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм, с медным экраном сечением 95 кв. мм – 0,2 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 0,1 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 0,1 км.

1.25. Выполнить благоустройство по трассе КЛ-20 кВ.

1.26. Запрещается присоединение к секциям 20 кВ ТП 10/20 кВ №1 и №2 КЛ 20 кВ, присоединенных к разным трансформаторам 220/20 кВ (сооружаемым по п. 1.16).

1.27. Запрещается замыкание секций 20 кВ ТП 10/20 кВ №1 и №2 и тяговой ПС 20 кВ Молжаниново при одновременном нахождении в работе КЛ, присоединенных к разным трансформаторам 220/20 кВ (сооружаемым по п. 1.16).

1.28. Трансформаторы 10/20 кВ в ТП-10/20 кВ № 1 нов., ТП-10/20 кВ № 2 нов., устанавливаемые по пункту 1.14 настоящих технических условий, и КЛ 10 кВ, сооружаемые по пунктам 1.2 – 1.5 настоящих технических условий, вывести из работы.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами и/или комплексами релейной защиты и автоматики (РЗА) в соответствии требованиями 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, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 и требованиям к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546. Каналы связи устройств и/или комплексов РЗА должны соответствовать требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97.

2.2. Оснастить объекты электросетевого хозяйства 6-35 кВ, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами РЗА. Устройства РЗА должны обеспечивать свою правильную работу при частоте 45,0 - 55,0 Гц.

2.3. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в пунктах 1.1, 1.16 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в ПАО «Россети Московский регион» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики и схемы каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с ПАО «Россети Московский регион».

2.4. Оснастить вновь сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.16 настоящих технических условий, телефонной связью для оперативных переговоров с оперативным персоналом ПАО «Россети Московский регион» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов и схемы связи согласовать с ПАО «Россети Московский регион».

2.5. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

– в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

– точки учета согласовать с ПАО «Россети Московский регион»;

– обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

2.5.1. Установить и наладить средства коммерческого учета электрической энергии (мощности):

2.5.1.1. на I этапе (1 очередь) – 8 шт. трехфазных косвенного включения. Место установки определить проектом,

2.5.1.2. на II этапе – 4 шт. трехфазных косвенного включения. Место установки определить проектом.

2.6. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Обеспечить подключение энергопринимающих устройств Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (в том числе АЧР). Устройства противоаварийной автоматики должны соответствовать требованиям Приказа № 101.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $tg\ \varphi \leq 0,4$ в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно ±5% и ±10% от номинального напряжения электрической сети.

3.3. В связи с наличием нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения и тока в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя:

3.3.1. Фильтрокомпенсирующие и симметрирующие (в пофазном исполнении) устройства, исключающие нарушение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион».

3.3.2. Средства измерения и регистрации качества электроэнергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности с передачей указанной информации в автоматизированную систему ПАО «Россети Московский регион», показатели качества электроэнергии должны передаваться в объеме в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

3.4. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

3.5. Для энергопринимающих устройств, относящихся к особой категории первой категории надежности электроснабжения, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, обеспечивающей автоматический запуск и исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пункте 1.13, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с ПАО «Россети Московский регион».

4.2. ПАО «Россети Московский регион» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1-1.12, 1.14-1.15, 1.20-1.28, 2.5.1 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

ПАО «Россети Московский регион» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.16 - 1.19 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. ПАО «Россети Московский регион» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Московский регион».

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от настоящих технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Московский регион» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, с участием представителей ПАО «Россети Московский регион» и Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями). После проведения проверки получить от ПАО «Россети Московский регион» акт о выполнении настоящих технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями и по техническим условиям в целом).

4.5. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Московский регион» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети

Московский регион», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион».

Директор департамента перспективного
развития сети и инженерного обеспечения
технологического присоединения
ПАО «Россети Московский регион» Ю.А. Любимов

Исп Минин М.Э.
8 (495) 662-40-70

АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

7807350687-20250916-1700
(регистрационный номер выписки)

16.09.2025
(дата формирования выписки)

ВЫПИСКА
из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах

Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), выполняющем инженерные изыскания:

Общество с ограниченной ответственностью «СП-Инновация»
(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

1107847115804
(основной государственный регистрационный номер)

1. Сведения о члене саморегулируемой организации:		
1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	7807350687
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Общество с ограниченной ответственностью «СП-Инновация»
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	ООО «СП-Инновация»
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	190020, Россия, Санкт-Петербург, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. Муниципальный округ Екатерингофский, улица Бумажная, дом 16, корпус 1, литера А, помещение 26-Н, офис 431Д
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Ассоциация саморегулируемая организация «Балтийское объединение изыскателей» (СРО-И-018-30122009)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	И-018-007807350687-0560
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	25.04.2018
1.8	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	

2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнять инженерные изыскания:		
2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.3 в отношении объектов использования атомной энергии (дата возникновения/изменения права)
Да, 25.04.2018	Да, 25.04.2018	Нет

3. Компенсационный фонд возмещения вреда		
3.1	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	**Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять миллионов рублей)**
3.2	Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания объектов капитального строительства	
4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств		
4.1	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	**25.04.2018**
4.2	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	**Первый уровень ответственности (не превышает двадцать пять миллионов рублей)**
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	**Нет**
4.4	Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	
5. Фактический совокупный размер обязательств		
5.1	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки	**Нет**

НОПРИЗ

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Владелец: «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ИЗЫСКАТЕЛЕЙ И ПРОЕКТИРОВЩИКОВ» «НОПРИЗ»

129090, г. Москва, пр-т Мира, 3, стр.3

СЕРТИФИКАТ 02 A9 64 C2 00 16 B3 DD A0 42 4E 1C 7B 48 A1 7E 77

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: с 10.07.2025 по 10.10.2026

АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

7807350687-20250916-1739
(регистрационный номер выписки)

16.09.2025
(дата формирования выписки)

ВЫПИСКА
из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах

Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), осуществляющем подготовку проектной документации:

Общество с ограниченной ответственностью "СП-Инновация"
(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

1107847115804
(основной государственный регистрационный номер)

1. Сведения о члене саморегулируемой организации:		
1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	7807350687
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Общество с ограниченной ответственностью "СП-Инновация"
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	ООО "СП-Инновация"
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	190020, Россия, Санкт-Петербург, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Екатерингофский, ул. Бумажная, д. 16, корп. 1, литера А, пом. 26-Н, оф. 431Д
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Ассоциация Саморегулируемая организация «Национальное объединение научно-исследовательских и проектно-изыскательских организаций» (СРО-П-029-25092009)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	П-029-007807350687-0646
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	25.12.2018
1.8	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	

2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права осуществлять подготовку проектной документации:		
2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.3 в отношении объектов использования атомной энергии (дата возникновения/изменения права)
Да, 25.12.2018	Да, 12.12.2018	Нет

3. Компенсационный фонд возмещения вреда		
3.1	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на подготовку проектной документации, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	**Третий уровень ответственности (не превышает триста миллионов рублей)**
3.2	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства	
4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств		
4.1	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	**09.06.2020**
4.2	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	**Второй уровень ответственности (не превышает пятьдесят миллионов рублей)**
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	**Нет**
4.4	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	
5. Фактический совокупный размер обязательств		
5.1	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки	**Нет**

НОПРИЗ

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Владелец: «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ИЗЫСКАТЕЛЕЙ И ПРОЕКТИРОВЩИКОВ» «НОПРИЗ»

129090, г. Москва, пр-т Мира, 3, стр.3

СЕРТИФИКАТ 02 A9 64 C2 00 16 B3 DD A0 42 4E 1C 7B 48 A1 7E 77

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: с 10.07.2025 по 10.10.2026

РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ РЕГИОН

Филиал ПАО «Россети Московский регион» - Московские высоковольтные сети

Российская Федерация, 107140,
г. Москва, ул. Нижняя Красносельская, д. 6 стр.1
Тел.: +7 (495) 122 1888
mvs@rossetimr.ru, www.rossetimr.ru

от 10.04.2025 № МВС/ГИ/5/861
на 0378 от 27.03.2025

Генеральному директору
ООО «СПЕЦИНЖСТРОЙ»

А.Н. Черняеву

О согласовании объемов ПИР по УРЗА по ПС Мельниково

Уважаемый Александр Николаевич!

Московские высоковольтные сети – филиал ПАО «Россети Московский регион» рассмотрели Ваш запрос по объекту: «Строительство ПС 220/20 кВ Мельниково» и согласовывают Вариант № 2 выполнения работ по УРЗА, который предусматривает оснащение устанавливаемого силового оборудования новыми устройствами РЗА, изготовленными в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE), но обмен сигналами между всеми устройствами РЗА (новыми и существующими) предусматривается осуществлять только передачей «сухих контактов» - контрольными экранированными кабелями с медными жилами. Аналоговые цепи (токовые цепи и цепи напряжения) для новых УРЗА подключаются контрольными экранированными кабелями с медными жилами. Построение шины процесса в соответствии с требованиями МЭК 61850, в частности МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) не предусматривается.

Заместитель главного инженера
по организации технического обслуживания,
ремонту и развитию Н.О. Шашин

В.А. Власова
8 (495) 122-27-56

РОССЕТИ МР
1 414056 439612