УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель Генерального директора – главный инженер АО «ДРСК»

Воробьёв А.А.
«09» ноября 2022 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

на разработку проектной и рабочей документации по объекту «Строительство ПС 110/35/6 кВ Прохладная с трансформаторами мощностью 2х40 МВА, двух заходов КЛ 110 кВ (ГНБ) на ПС протяженностью 1,9 км каждый, заходов ЛЭП 35 кВ на ПС протяженностью 0,5 км каждый, КЛ 6 кВ до проектируемых ТП(РТП) 6/0,4 кВ общей длиной 22 км, строительство ТП(РТП) 2х1,6 МВА (31шт), строительство КЛ 0,4 кВ границы участка заявителя общей протяженностью 29,9 км. (ООО "ДНС Сити")»

1. Конструктивно-планировочные решения для ПС

1.1. Разработать и согласовать с Заказчиком технические решения по строительству ПС 110/35/6 кВ с установкой силовых трансформаторов мощностью 40 МВА в количестве 2 шт.

Для подключения ПС к сети:

- предусмотреть строительство кабельных заходов ЛЭП 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная ориентировочной протяженностью 1,9 км с образованием ЛЭП 110 кВ Надеждинская/т – Прохладная и ЛЭП 110 кВ Прохладная – Западная (протяженность уточнить проектом). Технические решения подключения ЛЭП 110 кВ к действующей ВЛ 110 кВ «Надеждинская/т – Западная» согласовать с проектом «Реконструкция ВЛ 110 кВ «Надеждинская/т – Западная с заменой провода 16,96 км и токоограничивающего оборудования» разрабатываемым АО «Ленгидропроект».

- предусмотреть строительство заходов ЛЭП 35 кВ от существующей ВЛ 35 кВ Надеждинская – Шмидтовка ориентировочной протяженностью 0,5 км, каждый проводом сечением 150 мм^2, с образованием ЛЭП 35 кВ Надеждинская – Прохладная и ЛЭП 35 кВ Прохладная – Шмидтовка. Протяженность, исполнение ЛЭП 35 кВ (воздушное/кабельное) сечение и марку провода/кабеля уточнить проектом.

1.2. Схему электрических соединений РУ 110 кВ принять: № 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Уточнить при проектировании.

1.3. Исполнение РУ 110 кВ принять: открытое распределительное устройство с применением заводских блоков высокой готовности.

1.4. Схему электрических соединений КРУ 35 принять: № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с двумя отходящими линиями. Уточнить при проектировании.

1.5. Исполнение РУ 35 кВ принять: комплектное распределительное устройство внутренней установки, с коридором обслуживания, однорядным расположением ячеек, двухстороннего обслуживания в модульном здании (БМЗ). Предусмотреть

антиконденсатный подогрев ячеек, газоаналитическую систему автоматического обнаружения перегрева элементов распределительных устройств, ремонтно-эксплуатационную зону для оборудования. Вводы для подключения силовых трансформаторов и отходящих линий принять шинные.

1.6. Схему электрических соединений РУ 6 кВ принять: № 6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» в составе: ячейка ввода трансформатора с выключателем – 4 шт., ячейка секционного выключателя – 2 шт., ячейка секционного разъединителя – 2 шт., ячейка ТСН – 2 шт., ячейка ТН – 4 шт., ячейка отходящей линии – 18 шт., предусмотреть резервные места для установки дополнительных ячеек в количестве 8 шт. (по 4 шт. на систему шин). Тип схемы и количество отходящих линий уточнить при проектировании.

1.7. Необходимость установки токоограничивающих реакторов для подключения РУ 6 кВ определить проектом.

1.8. Исполнение РУ 6 кВ принять: комплектное распределительное устройство внутренней установки, с коридором обслуживания, двухрядным расположением ячеек, двухстороннего обслуживания в модульном здании (БМЗ). Предусмотреть антиконденсатный подогрев ячеек, газоаналитическую систему автоматического обнаружения перегрева элементов распределительных устройств, ремонтно-эксплуатационную зону для оборудования. Вводы для подключения силовых трансформаторов принять шинные, для отходящих линий – кабельные.

1.9. Предусмотреть установку модульного здания ОПУ для размещения шкафов РЗА, собственных нужд, оперативного тока, учета электрической энергии, оборудования СДТУ, организации рабочего места оперативного персонала.

1.10. Для БМЗ КРУ-6 кВ, КРУ-35 кВ, ОПУ предусмотреть наличие систем кондиционирования, обогрева и вентиляции.

1.11. Внутреннее электрическое освещение должно выполняться в соответствии с требованиями СНиП, ПУЭ и современных энергосберегающих технологий.

1.12. Все применяемые металлоконструкции, расположенные на открытом воздухе должны быть защищены от коррозии методом горячего оцинкования, выполненного в заводских условиях.

1.13. Выполнить расчет и проектирование контура заземления, молниезащиты и защиту от атмосферных и внутренних перенапряжений.

1.14. Предусмотреть систему охранного видеонаблюдения.

1.15. Предусмотреть оперативную блокировку.

2. Основное электрооборудование

2.1. Проектируемые силовые трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый должны иметь обоснованно сниженные величины потерь ХХ, КЗ и на охлаждение, необходимую динамическую стойкость к токам КЗ, должены быть оснащен устройством РПН, системой мониторинга технического состояния (мониторинг газов в масле).

2.2. Силовые выключатели по способу гашения дуги принять:

- на напряжение 110 кВ – элегазовые (баковые);
- на напряжение 35 кВ – вакуумные;

- на напряжение 6 кВ – вакуумные.

2.3. Разъединители 110 кВ с двигательным приводом главных и заземляющих ножей, трехполюсный горизонтально-поворотного типа.

2.4. Ячейки КРУ 6 кВ и КРУ 35 кВ должны иметь:

- межшкафные перегородки отсека сборных шин и разделение шкафа перегородками на отсеки СШ, отсека выключателя и линейного отсека для локализации повреждений в пределах одного отсека;
- направление выброса аварийного клапана сброса давления вверх;
- стационарные индикаторы наличия напряжения;
- выключатели на выкатных элементах.

2.5. Трансформаторы собственных нужд принять герметичного исполнения. Мощность, способ установки и схему подключения ТСН определить проектом.

2.6. ОПН должны быть взрывобезопасными, с повышенной энергоемкостью и необходимым защитным уровнем.

2.7. Трансформаторы напряжения 110, 6 кВ принять антирезонансные необслуживаемые.

2.8. Силовые и контрольные кабели должны удовлетворять условиям невозгораемости (с индексом НГ).

2.9. Режим обслуживания при проектировании принять с привлечением ОВБ (без постоянного дежурного персонала).

2.10. Тип и марки выбранного оборудования согласовать с заказчиком.

3. Схема собственных нужд, кабельная сеть, оперативный ток.

3.1. Собственные нужды ПС, сформировать на панелях в составе щита СН выполненного на современной элементной базе. Установку щита СН предусмотреть в ОПУ

3.2. Оперативный ток принять постоянный. Предусмотреть установку комплектной системы оперативного постоянного тока. Схему, комплектность определить при проектировании. Предусмотреть проектом применение встраиваемой, герметизированной, необслуживаемой аккумуляторной батареи (АКБ) расчётной ёмкости со сроком службы не менее 12 лет.

3.3. Не допускается питание сторонних потребителей от сети собственных нужд подстанции.

3.4. Все первичное оборудование, заземляющее устройство ПС, устройства РЗА, АИИС КУЭ, средства и системы связи и т.п., а также вторичные цепи должны отвечать требованиям ЭМС. Для этого применять типовые и оригинальные технические решения, включая оптимизацию трассировки кабельных потоков, исключение заземлений первичного оборудования в непосредственной близости от кабельных каналов и др.

Требования ЭМС должны выполняться на каждом этапе реконструкции и техперевооружения (в том числе при наличии на ПС нового и существующего оборудования).

4. Вторичная система ПС.

4.1. При выполнении проектных работ в части строительства ПС 110 кВ Прохладная,

необходимо учитывать требования приказа №101 Минэнерго РФ, требования Технической политики группы РусГидро 2020 к оснащению защитами силовых трансформаторов 35 кВ и выше. РЗА должна обеспечивать быстрое и селективное отключение поврежденных элементов и их обратное включение устройствами АПВ и АВР и удовлетворять требованиям ближнего и дальнего резервирования. Предусмотреть панели управления с размещением мнемосхемы ПС, с расположением ключей управления и ламп сигнализации положения коммутационных аппаратов. При проектировании учесть решения по РЗА смежных объектов, а также титулы реазиуемые по смежным объектам.

4.2. Разработать решения по установке МП РЗА Трансформаторов 110 кВ. Учесть требования к реализации ДЗТ, ГЗ согласно НТД. Предусмотреть проектные решения по РЗА СВ, ТН и ВЛ 35 кВ. Применить защиту от дуговых замыканий с оптическими датчиками, исполнение корпуса блока - металл. Принять при проектировании необходимость об совместимости устройств с ПО «EKRASCADA» для интеграции в сеть РЗА ПЭС и выполнения синхронизации времени с сервером.

4.3. Измерение параметров электрической энергии осуществлять приборами с цифровой индикацией с возможностью ручного программирования коэффициентов трансформации. Предусмотреть наличие ЗИПа на приборы с цифровой индикацией и возможностью ручного программирования коэффициентов трансформации не менее 20% от общего количества аналогичных СИ устанавливаемых на объекте.

5. Учет электроэнергии, АИИС КУЭ.

Предусмотреть организацию системы коммерческого и технического учета электроэнергии в соответствии с гл. 1.5 ПУЭ и гл.10 Постановления Правительства от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии…»

5.1. Предусмотреть учет активной и реактивной энергии. Если возможен реверсивный режим работы электроустановок, то прибор учета должен обеспечивать учет электрической энергии (мощности) в обоих направлениях на прием и отдачу (реверсивный прибор учета).

5.2. Приборы учета электрической энергии должны быть из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в РФ, и удовлетворять требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)», иметь действующие свидетельства о поверке и соответствовать следующим требованиям:

- класс точности для активной энергии, не ниже указанных в таблице 1;
- измерение почасовых объемов потребления электрической энергии при присоединенной нагрузке свыше 670 кВт;
- обеспечивать хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более при присоединенной нагрузке свыше 670 кВт;
- диапазон температур от -40 до +55.

5.3. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов тока для учёта и измерений принять не ниже (см. таблицу 1);

5.4. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов напряжения для учёта и измерений принять не ниже (см. таблицу 1);

5.5. Подключение счетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения выполнить отдельным кабелем и на отдельные обмотки, через испытательную коробку.

5.6. Расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7); Чувствительность средств учёта электроэнергии должна соответствовать минимальной расчётной нагрузке присоединения.

5.7. Проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверка сечения и длинны проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7);

5.8. Предусмотреть автоматизированную передачу данных с приборов учета электроэнергии в цифровую облачную платформу энергоданных ПАО «РусГидро». Тип и марку устройств сбора и передачи данных (УСПД) согласовать с филиалом АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети»;

5.9. Предусмотреть организацию не менее двух резервируемых каналов передачи данных от УСПД до цифровой облачной платформы энергоданных ПАО «РусГидро» с применением различных средств связи (ВОЛС, Ethernet, GSM/GPRS, спутниковой связи по технологии VSAT);

5.10. Оборудование уровня УСПД, а также коммуникационное оборудование разместить в специализированных шкафах для защиты от механических воздействий и несанкционированного доступа. Шкафы смонтировать с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудовать техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

Предусмотреть резервирование питания шкафа АИИС КУЭ и приборов учёта электроэнергии от разных СШ СН, с установкой коммутационных аппаратов защиты.

5.11. Под оборудование АИИС КУЭ предусмотреть источник бесперебойного питания.

5.12. Измерительный комплекс должен быть защищен от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями всех действующих разделов ПУЭ и ПТЭ ЭП.

Классы точности средств измерений

Таблица 1

Объект измерений	Классы точности, не ниже, для:			
	прибор учета активной энергии	прибор учета реактивной энергии	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
Генерация	0,5S	1,0	0,2S	0,2
Мощностью 670 кВт и более	0,5S	1,0	0,2S	0,2
Мощностью менее 670 кВт:				
110 кВ	0,5S	1,0	0,2S	0,2

35 кВ и ниже	0,5S	1,0	0,2S	0,2

Данный перечень не ограничивает список необходимых для ПИР по АИИС КУЭ документов, в случае необходимости его необходимо отредактировать.

6. Средства телемеханики и связи

6.1. Телемеханика и связь должна обеспечивать возможность эксплуатации подстанции без постоянного обслуживающего оперативного персонала, а также контроля и управления оборудованием с удаленных диспетчерских центров.

6.2. Телемеханика и связь подстанции должна обеспечивать с удаленного центра управления:

- наблюдаемость схемы, режима, технического и оперативного состояния оборудования;

6.3. Устройство телемеханики (КП) должно быть совместимым (однотипным) с большей частью устройств телемеханики, использующимися на подстанциях соответствующего филиала и обеспечивать:

- не менее двух портов для связи с каждым устройством верхнего уровня;
- исполнение в напольном шкафу. В КП должен быть предусмотрен модуль синхронизации времени по GPS/ГЛОНАСС. Для КП предусмотреть гарантированное электропитание от двух источников. Предусматривать исключительно цифровые измерительные преобразователи, совместимые (однотипные) с преобразователями, использующимися на подстанциях соответствующего филиала.

6.4. Объём телемеханизации ПС необходимо предусмотреть не менее следующего:

Телесигнализация (ТС) положения выключателей главной электрической схемы ПС

Телеуправление (ТУ) приводами выключателей главной электрической схемы подстанции.

Телесигнализация событий: аварийно-предупредительная сигнализация, телесигнализация с устройств РЗА. Телеизмерения текущие (ТИТ): **мощность (суммарная активная, суммарная реактивная), ток** для каждого присоединения ВЛ, секционных выключателей, обходных выключателей, фидеров; **напряжение** линейное раздельно на каждой секции для всех напряжений, **частота** сети. Все передаваемые параметры сопровождаются метками времени.

6.5. Телемеханизацию предусмотреть на аппаратуре, которая будет полностью совместима с существующей на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления, с использованием микропроцессорных измерительных преобразователей.

6.6. В устройстве ТМ предусмотреть установку управляющих контроллеров, полностью совместимых с существующей системой на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления. Перечень сигналов ТС, ТУ, ТИ согласовать с филиалом ДРСК «Приморские ЭС» и Приморским РДУ.

6.7. Иерархия **оперативно-диспетчерского управления** подстанциями должна быть выстроена следующим образом: полный объем информации поступает на диспетчерский пункт районного уровня.

6.8. **Система связи**, в дополнение к действующим требованиям ПУЭ, должна в отсутствие постоянного оперативного персонала на подстанции обеспечить следующие требования:

– обеспечить организацию основного и резервного цифровых каналов связи и передачи данных ТМ в направлении ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ по двум маршрутам ВОЛС и в направлении диспетчерских пунктов Артемовского РЭС, ЦУС ПЭС;

– скорость передачи информации по каналам ТМ должна обеспечивать технологические потребности функционирования устройств телемеханики, но не менее 64 Кбит/с по интерфейсу Ethernet – МЭК 60870-5-104;

– количество и тип интерфейсов оборудования связи определить рабочей документацией;

– обеспечить применение оборудования связи с учетом существующего в филиале;

– перечень проектируемых систем связи и укрупненный состав каждой из проектируемых систем связи;

– направления организации каналов связи (в форме таблицы информационных потоков) с указанием типа, емкости и назначения организуемых каналов связи и устройств связи.

– структурные схемы организации связи по проектируемым системам связи, а также общую структурную схему связи с отображением маршрутов прохождения основных и резервных (дублирующих) каналов связи (голос, данные) между объектом и соответствующими центрами управления филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»;

– предусмотреть организацию ВОЛС с подвеской/прокладкой диэлектрического волоконно-оптического кабеля (ВОК)

- Описание трассы, заходов волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) на объект. Решения по организации электропитания систем связи и ТМ;

– для резервирования электропитания аппаратуры связи и телемеханики на ПС применить ИБП с технологией двойного преобразования (On-line) 19" исполнения с коэффициентом мощности не менее 90%, с внешними аккумуляторными батареями, рассчитанными на время автономной работы не менее 6 часов. Систему мониторинга ИБП осуществить по протоколу SNMP;

Предусмотреть систему кондиционирования для помещения.

6.9. Предусмотреть прокладку ВОЛС для проектируемых заходов от ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная и ВЛ 35 кВ Надеждинская - Шмидтовка.

7. Строительная часть подстанции

7.1. Для устанавливаемого оборудования предусмотреть поверхностные фундаменты лежневого типа, либо иные по обоснованию.

7.2. Железобетонным изделиям с элементами заглублений должна предусматриваться гидроизоляция не менее чем в два слоя.

7.3. Под устанавливаемые фундаменты предусмотреть подушку из щебня фракции 20-40 мм, толщиной не менее 200 мм.

7.4. Для силовых трансформаторов предусмотреть маслоприёмники и маслосборники.

7.5. Установку силовых трансформаторов предусмотреть на железобетонном фундаменте с возможностью установки следующего по мощности габарита силового трансформатора.

7.6. Предусмотреть ограждение ПС по всему периметру сплошным железобетонным забором высотой не менее 2,5 метров. Поверх бетонного ограждения предусмотреть монтаж егозы. Предусмотреть защитные мероприятия, препятствующие подкопу забора в целях проникновения на территорию ПС.

8. Технические требования для ЛЭП

8.1. Технические требования для КЛ

- Силовой кабель принять одножильный с изоляцией из сшитого полиэтилена, с усиленной оболочкой, с двойной герметизацией (продольной, поперечной) водоблокирующими лентами. Марку кабеля определить в проекте. Сечение кабеля выбрать исходя из необходимой пропускной способности КЛ, с учетом перспективной нагрузки, но не менее 800 мм^2 с учётом условий прокладки КЛ и токов короткого замыкания. Выполнить тепловой расчёт кабеля.

- концевые и соединительные муфты применить сухого исполнения. Марку концевых и соединительных муфт определить проектом и согласовать с филиалом ДРСК «Приморские ЭС»;

- способ заземления экранов силового кабеля, необходимость и количество циклов транспозиции определить в проекте;

- при устройстве транспозиционных муфт применять специализированный провод ППС.

- способ прокладки определить проектом на основании инструкции завода изготовителя силового кабеля и другой действующей НТД;

- Для защиты кабелей от механических повреждений предусмотреть прокладку каждой КЛ в железобетонных лотках, после укладки кабеля лотки засыпать ПГС и закрыть железобетонными плитами. Лотки должны быть уложены в траншею на подготовленную песчано-гравийную подушку высотой не менее 100 мм, стыки лотков загерметезированы;

- Укладку кабелей в лоток предусмотреть на песчано-гравийную подушку с расположением кабелей трёх фаз треугольником и скреплением кабельным скотчем (стяжками, хомутами). Засыпку кабеля произвести песчано-гравийной смесью с тепловыми сопротивлением, обеспечивающим требуемую пропускную способность КЛ.

- Определить способ прокладки кабеля в местах пересечения с дорогами и коммуникациями. При необходимости прокладки кабеля в трубах применить негорючие термостойкие трубы (категории ПВ-0) с защитной оболочкой и возможностью отыскания места повреждения кабеля (токопоисковые);

- Предусмотреть по одной резервной трубе на каждую цепь;

- Входы и выходы кабелей из труб, а также торцы резервных труб должны быть загерметизированы.

необходимость устройства ГНБ переходов при пересечении естественных и искусственных преград, сооружений решить проектом;

- при разработке документации на строительство кабельной линии предусмотреть всю

сопутствующую арматуру заводского исполнения;

- в местах устройства кабельных колодцев под соединительные муфты, предусмотреть запас кабеля, для обеспечения возможности перемонтажа соединительных муфт, при их возможном выходе из строя;

- выполнить защиту кабельной системы от перенапряжений;

- При необходимости подключения заходов КЛ к воздушной части КВЛ 110 кВ «Восточная ТЭЦ – Зеленый угол» предусмотреть специальные кабельные опоры (п.9.) для монтажа концевых кабельных муфт и ОПН на территории ПС «Шошина». В местах подъёма кабеля на конструкции предусмотреть защиту от механических повреждений защитными трубами. Вход и выход кабеля из труб, герметизировать;

- Предусмотреть установку информационных знаков с обозначением границ охранной зоны и глубины залегания КЛ 110 по всей длине трассы кабельной линии согласно требованиям ПУЭ.

- Технические решения выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ (7-ое издание), действующими НТД, инструкциями завода-изготовителя силового кабеля и арматуры.

- Предусмотреть доступ к коробкам заземления экранов и ОПН.

8.2. Технические требования для ВЛ

- Опоры применить решетчатые металлические опоры с антикоррозийной защитой металлоконструкций, выполненной методом горячего оцинкования с учетом перспективного увеличения сечения провода до АС-300/39.

- Выбор типа фундаментов (грибовидный ж/б, свайный, трубный, винтовые сваи и др.) для закрепления опор в грунте выполнить для принятого типа опор.

- Предусмотреть гидроизоляцию конструкций, соприкасающихся с грунтом (фундаментов, ригелей, опор и др.).

- Оснащение вновь устанавливаемых опор стационарной страховочной системой для подъема на опору (жесткая анкерная линия) для опор ЛЭП, к которым невозможен подъезд специализированной подъемной техники (сложный рельеф местности, плотная застройка населенного пункта и т.п.).

- Метизы применить анодированные.

- Применить стеклянную изоляцию с индикаторами перекрытия, с повышенной длиной пути тока утечки, соответствующие данной местности по степени загрязнения атмосферы и климатическим районам. (марку определить проектом, согласовать с Заказчиком).

- Применить сцепную, поддерживающую, натяжную, соединительную арматуру и протекторы спирального типа.

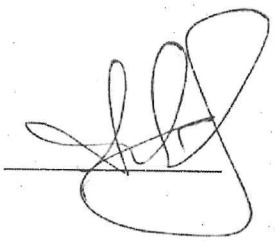
- Предусмотреть на ВЛ установку гасителей вибрации, тип и марку определить проектом.

- Применить птицезащитные и противоприсадочные устройства на опоры реконструируемого участка ВЛ. Тип и марку устройств определить проектом.

- Предусмотреть нанесение нумерации, знаков безопасности на вновь устанавливаемые опоры реконструируемой ВЛ, с учётом требований ПУЭ (7-е издание) и других действующих НТД.

8.3. При выборе трассы руководствоваться постановлением Правительства Российской Федерации от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

8.4. Создать условия для ремонтно-эксплуатационного обслуживания: проезд вдоль ЛЭП для специализированной колесной техники.

Первый заместитель директора по производству - главный инженер филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»  ***А.С. Манаков***

Согласовано:

Должность	Дата	Виза	Подпись	ФИО
Заместитель главного инженера по эксплуатации и ремонту-начальник управления	26.10.2022	Согласовано	п/п	Голота Максим Николаевич
Зам. главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению-начальник управления	22.10.2022	Согласовано	п/п	Соловьев Евгений Владимирович
Начальник управления транспорта и учёта электроэнергии	17.10.2022	Согласовано	п/п	Перова Инна Владимировна
Начальник управления перспективного развития и технологического присоединения	17.10.2022	Согласовано	п/п	Чеховский Павел Геннадьевич