

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель
Генерального директора –
главный инженер филиала
ПАО «РАО ЭС Востока»
А.В. Татаринков

«10» _____ 2018 г.

СОГЛАСОВАНО:

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

В.Е. Костин

«10» _____ 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Зам. Генерального директора
по инвестициям
и управлению ресурсами
АО «ДРСК»

В.А. Юхимук

«8» _____ 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку проектной и рабочей документации

**«Перевод ЛЭП-110 кВ ТДЭС-24 км (ПС-26) № 112 на напряжение 35 кВ»
филиал ЮЯЭС.**

1. Основание для проектирования:

1.1. Инвестиционная программа филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» на 2016-2018 гг.

1.2. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации «Перевод ЛЭП-110 кВ ТДЭС-24 км (ПС-26) № 112 на напряжение 35 кВ» филиал ЮЯЭС. (Приложение 2).

2. Требования к выполнению проектных работ.

2.1. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к рабочему проекту:

2.1.1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87);

2.1.2. ГОСТ Р 21.1101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации;

2.1.3. ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008;

2.1.4. ПУЭ и ПТЭ (действующие издания);

2.1.5. Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.55.192-2014;

2.1.6. СНиП 11-01-95 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации;

2.1.7. Техническая политика ОАО «РАО ЭС Востока» на период до 2020 года;

2.1.8. Техническая политика ОАО «РАО Энергетические системы Востока» (введено в действие Приказом АО «ДРСК» от 21.01.2015 № 13 «О присоединении

АО «ДРСК» к Технической политике ОАО «РАО ЭС Востока» в области оснащения объектов энергетики инженерно-техническими средствами охраны);

2.1.9. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

2.1.10. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования»;

2.1.11. ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования»;

2.1.12. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению»;

2.1.13. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003), утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;

2.1.14. Методические указания по устойчивости энергосистем, утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277;

2.1.15. Стандарт организации СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», утвержденный и введенный в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441;

2.1.16. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования», утвержденный приказом АО «СО ЕЭС» от 16.08.2016 № 207;

2.1.17. Регламент формирования, согласования и утверждения сметной документации ОАО «ДРСК»;

2.1.18. «Уточнение карт климатического районирования территории Амурской области, Еврейской автономной области, Алданского и Нерюнгринского районов республики Саха (Якутия) по ветровому давлению, ветровой нагрузке при гололеде, толщине стенки гололеда, среднегодовой продолжительности гроз» выполненное в 2009 г. ГУ «Главная геофизическая обсерватория им. А.И. Воейкова» Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды;

2.1.19. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений»;

2.1.20. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»;

2.1.21. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57114-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения»;

2.1.22. Другая действующая на момент разработки проектной документации нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.

3. Вид строительства и этапы разработки проектной и рабочей документации:

3.1. Вид строительства – реконструкция.

– Перевод ЛЭП-110 кВ ТДЭС-24 км (ПС-26) № 112 на напряжение 35 кВ.

3.2. Этапы разработки проектной и рабочей документации:

1-й этап:

3.2.1. Разработка, обоснование и согласование с Заказчиком, филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ (далее по тексту – Амурское РДУ), филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока (далее по тексту – МЭС Востока) основных технических решений (ОТР), выполнение необходимых инженерных изысканий, в течение трёх месяцев с момента заключения договора.

2-й этап:

3.2.2. Разработка и согласование с Заказчиком, Амурским РДУ, МЭС Востока проектной, в том числе сметной документации, в течение пяти месяцев с момента заключения договора.

3-й этап:

3.2.3. Разработка, согласование с Заказчиком, Амурским РДУ, МЭС Востока рабочей документации, обеспечивающей реализацию принятых в проектной документации технических решений.

Основные технические решения (ОТР), разработанные на I этапе проектирования, могут быть скорректированы на II этапе разработки проектной документации. Указанные изменения должны быть согласованы со всеми лицами, участвующими в согласовании ОТР.

4. Основные характеристики проектируемого объекта:

4.1. ВЛ 35 кВ ТДЭС-24 км:

Показатель	Значение
Номинальное напряжение	35 кВ
Количество цепей ВЛ	Одноцепная
Передаваемая мощность	0,4 МВт (уточнить при проектировании)
Длина трассы ВЛ	16,8 км (уточнить при проектировании)
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Автодороги, река

Тип опор и арматура	Определить и обосновать при проектировании
Провод	АС-95/16 (уточнить при проектировании)

4.2. РП 35 кВ 24 км:

Наименование	Значение/Заданные характеристики
Номинальное напряжение	35 кВ
РП 35 кВ с разъединителями и реклоузером	Определить и обосновать при проектировании
Связь	Радиоканал
ССПИ	Определить и обосновать состав и объём телеинформации при проектировании
Релейная защита	Определить и обосновать при проектировании (на базе микропроцессорных устройств РЗА)

4.3. РП 35 кВ Алексеевск:

Наименование	Значение/Заданные характеристики
Номинальное напряжение	35 кВ
РП 35 кВ с разъединителями	Определить и обосновать при проектировании

4.4. ПС 35 кВ Алексеевск:

Наименование	Значение/Заданные характеристики
Номинальное напряжение	35 кВ
Разъединители	Определить и обосновать при проектировании
Реклоузер	Определить и обосновать при проектировании
Связь	Организация канала связи по существующей ВОЛС
ССПИ	Определить и обосновать состав и объём телеинформации при проектировании
Релейная защита	Определить и обосновать при проектировании (на базе микропроцессорных устройств РЗА)

5. В составе проектной и рабочей документации обосновать и выполнить:

5.1. Предпроектные обследования.

Перед началом проектирования выполнить предпроектные обследования.

При предпроектном обследовании ИТС и систем связи:

5.1.1. Определить:

- состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств РЗА в сети, прилегающей к объекту проектирования;
- виды, объемы и места реализации управляющих воздействий (отключение нагрузки, оборудования и т.п.) от устройств и комплексов ПА и РА;
- схему и состав существующей сети связи для систем диспетчерского и технологического управления на объекте реконструкции и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗ, ПА, и РА телеинформации и голосовой информации включая наличие резервных каналов связи;
- места размещения антенно-мачтовых сооружений.

Произвести оценку отклонений (при наличии) от требований селективности, быстродействия и чувствительности устройств РЗА в существующей сети.

5.2. I этап проектирования «Разработка, обоснование и согласование с Заказчиком, Амурским РДУ, МЭС Востока основных технических решений по сооружаемому объекту».

5.2.1. Балансы и режимы.

5.2.1.1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) на год окончания реконструкции объекта и перспективу 5 лет для характерных режимов, указанных в п. 6.2.1.2.

5.2.1.2. «Расчеты установившихся электроэнергетических режимов».

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, характеризующихся максимальной токовой нагрузкой на год окончания реконструкции объекта и на перспективу 5 лет после окончания реконструкции объекта с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 35 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 линий электропередачи, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в сети 35 кВ и выше, представленные в табличном виде, и нанесенные на однолинейную схему замещения электрической сети.

На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования РП и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность

ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

В случае превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, реклоузеры, выключатели, разъединители, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть усиление сети и замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов.

5.2.1.3. «Регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности».

В составе раздела должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности и определены вид, количество, номинальные параметры и точки подключения СКРМ в районе размещения объекта проектирования на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 лет. При необходимости установки регулируемых СКРМ должны быть представлены соответствующие обосновывающие расчеты.

5.2.1.4. «Расчет токов короткого замыкания».

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 35 кВ и выше на год окончания реконструкции объекта и на перспективу 5 лет после окончания реконструкции объекта.

По результатам расчетов токов КЗ должны быть определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающего напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ, расчет параметров срабатывания устройств РЗ на объекте проектирования и объектах прилегающей сети (район прилегания обосновать расчетами). При необходимости, разработать рекомендации по замене оборудования на объектах проектирования и объектах прилегающей сети 35 кВ и выше (вне зависимости от принадлежности) и/или разработать мероприятия по ограничению токов КЗ.

Расчетные модели, на основе которых проводились расчеты электроэнергетических режимов, токов КЗ, должны быть предоставлены в электронном виде в формате программных комплексов, использованных при проведении расчетов, а также графические схемы.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов, токов КЗ, должны быть предоставлены в графическом и табличном виде.

На основании результатов расчетов должны быть определены технические требования к вновь устанавливаемому оборудованию.

5.2.2. Основные технические решения.

Сопоставление различных вариантов (с оценкой экономических показателей) технических решений строительства с расчетом различных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных и токов короткого замыкания) работы сети на основе различных схем ПС и их присоединений, конфигурации сети, конструктивных и компоновочных решений ПС и на этой основе определить:

В части РП и ПС определить и выполнить:

– принципиальные конструктивные и компоновочные решения по оборудованию, сооружениям и линейным заходам (электрические и строительные решения);

- решения по уровню изоляции, защите оборудования от перенапряжений, прямых ударов молнии и заземляющему устройству;
- принципиальные решения по устройствам РЗ, автоматике управления выключателями, и противоаварийной автоматике;
- принципиальные решения по СДТУ с указанием мест их размещения (для РП 35 кВ 24 км на основании расчетов радиолиний);
- принципиальные решения по организации и формированию оперативных цепей, цепей управления, защит.

В части ВЛ определить и выполнить:

- протяженность трассы;
- точки присоединения к сетям;
- основные технические решения, в т.ч. по применению типовых или неунифицированных, индивидуально сконструированных строительных конструкций (опор, фундаментов и т.д.);
- характеристики пропускной способности ВЛ (КЛ) в обе стороны (учитывая нормированную плотность тока);
- тип опор и фундаментов, схему заходов и подключения ВЛ к ПС;
- защиту от грозовых и внутренних перенапряжений;
- средства снижения ветровой вибрации;
- линейную изоляцию;

5.3. II, III этапы проектирования «Разработка, обоснование и согласование с Заказчиком, Амурским РДУ, МЭС проектной и рабочей документации».

Разработку проектной документации выполнить в соответствии с нормативными требованиями, в том числе в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Технические решения по устройствам РЗА, АСУ ТП (ССПИ), СДТУ, оформить отдельными томами (разделами).

Разработку рабочей документации выполнить на основании утвержденной проектной документации.

5.3.1. В том числе для РП и ПС определить и выполнить:

- принципиальные конструктивные и компоновочные решения по оборудованию, сооружениям и линейным заходам (электрические и строительные решения);
- решения по системам РЗ, ПА и связи с указанием мест их размещения;
- организацию управления реклоузерами из удаленных центров управления;
- план заходов ВЛ;
- схемные и технические решения по ограничению токов короткого замыкания (т.к.з.);
- схему заземления и молниезащиты;
- технические требования к оборудованию с опросными листами.

5.3.2. В части релейной защиты и линейной автоматики определить/выполнить:

- технические решения по релейной защите, линейной автоматике, противоаварийной автоматике, автоматике управления выключателями (АУВ) проектируемого РП и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств;

– расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА (в том числе РАС, ОМП) для подтверждения принципов выполнения и количественного состава защит;

– режимы АПВ ЛЭП, в т.ч. алгоритмы АПВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.);

– данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных терминалов РЗА;

– 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.

5.3.3. В части создания систем связи выполнить/определить:

– пояснительную записку с описанием предлагаемых решений;

– 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, по которым организуются каналы;

– структурные схемы организации связи по проектируемым системам связи (отдельно для каждой из систем), а также общая структурная схема связи с отображением маршрутов прохождения каналов связи между проектируемым объектом и ДП ЮЯЭС для передачи сигналов/команд РЗ, ПА и РА;

– размещение оборудования связи согласовать с Заказчиком.

5.3.4. В части технических решений по автоматизированной системе управления технологическим процессом выполнить:

– структурную схему ССПИ;

– решения по организации измерений, организуемых средствами ССПИ интегрируемых в АСДУ филиала АО «ДРСК» «ЮЯЭС», и их метрологическому обеспечению выполнить с оформлением самостоятельным подразделом;

– решения по доработке существующей АСДУ филиала АО «ДРСК» «ЮЯЭС», в части внесения вновь вводимой информации, обмену оперативной технологической информацией на базе протокола МЭК IEC 60870-5-104, определение состава и объема телеинформации, расчет требуемой пропускной способности каналов связи.

Перечень сигналов ТИ, ТС передаваемых в филиал АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети» представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- диспетчерское наименование присоединения, системы (секции) шин;

- перечень сигналов ТИ, ТС передаваемых в филиал АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети»;

5.3.5. Предусмотреть резервированное питание оборудования РЗА, связи и телемеханики от проектируемого отдельного источника бесперебойного питания с продолжительностью работы не менее 6 часов в автономном режиме.

5.3.6. Решения по оперативному управлению коммутационными аппаратами (КА) из центров диспетчерского управления.

5.3.7. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗ, ПА, АСУ, ТП, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

5.3.8. Решения по организации электропитания систем РЗ, ПА, АСУ ТП, систем связи и других систем.

5.3.9. Архитектурно строительные решения выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии с техническими требованиями.

5.3.10. Технические решения к устройствам РЗА выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии с техническими требованиями:

- схему ПС и РП с размещением типов автоматики;

Выполнить расчёт параметров срабатывания устройств РЗА, требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, значений токов КЗ.

5.3.11. Технические решения к организации СДТУ и телемеханики выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии с техническими требованиями.

5.3.12. В том числе для ВЛ определить и выполнить:

- утвердить в соответствующих органах власти документацию по планировке территории в составе проекта планировки и проекта межевания территории;

- получить технические условия на пересечения, параллельное следование, переустройство;

- проект демонтажных работ, подготовки территории строительства, в том числе выполнить расчет и сформировать сводную информацию;

- проект дорог, маршруты доставки опор;

- проект расстановки опор ВЛ., решения по проводу, грозозащитными тросами, изоляции, арматуре и т.д.

- решения по фундаментам под опоры ВЛ.;

- решения по концевым и соединительным муфтам, коробкам транспозиции и т.д.;

- прочие разделы проектной документации согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

6. Требования к выполнению сметных расчетов.

6.1. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства, решение по которым принято Советом директоров АО «ДРСК» Методические указания по определению сметной стоимости (*Приложение 1*):

6.1.1. «Порядок определения стоимости проектных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;

6.1.2. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;

6.1.3. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 07.05.2014 (протокол № 7) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 16.05.2014 № 148;

6.1.4. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 08.07.2014 (протокол № 11) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 15.07.2014 № 213;

6.1.5. Другая действующая на момент разработки рабочей документации нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.

6.2. Сметную документацию согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» выполнить в двух уровнях цен с применением базисно-индексного метода:

6.2.1. В базисном уровне, определяемом на основе действующих сметных норм и цен с использованием федеральных единичных расценок (ФЕР-2001 в редакции 2017 года), включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ.

6.3. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой):

6.3.1. Для воздушных и кабельных линий в соответствии с индексами по объектам строительства:

- воздушная прокладка провода с медными жилами;
- воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами;
- подземная прокладка кабеля с медными жилами;
- подземная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами.

6.3.2. Для КТП, ПС в соответствии с индексом «Прочие объекты».

6.4. Для пересчета из базисного в текущий уровень цен и наоборот, к стоимости оборудования, прочих затрат, проектных работ применяются индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» в соответствии с рекомендациями Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой).

6.5. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ. Общие методические положения по составлению сметной документации и определению сметной стоимости строительства указаны в МДС 81-35.2004.

6.6. При определении стоимости работ по двум и более локальным сметным расчетам (локальным сметам) необходимо предоставить сводный сметный расчет.

6.7. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel, либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel и в формате «Гранд СМЕТА» или в

формате программы «WIN RIK», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов,

которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика с набором функций, не уступающих указанному ПО, и схожим с ним интерфейсом.

7. Требования к участнику.

7.1. В связи с вступлением в силу с 01.07.2017 372-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный Кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» Участник закупки должен являться членом саморегулируемой

организации (СРО), осуществляющих деятельность в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования, зарегистрированной в установленном порядке в любом субъекте РФ (с учетом исключений, предусмотренных законодательством Российской Федерации). Членство в СРО не требуется унитарным предприятиям, государственным и муниципальным учреждениям, юрлицам с госучастием в случаях, которые перечислены в ч. 2.1 ст. 41 и ч. 4.1 ст. 48 ГрК РФ:

- уровень ответственности Участника по компенсационному фонду возмещения вреда должен быть не менее стоимости оферты Участника;

- уровень ответственности Участника по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств, должен быть не менее стоимости оферты Участника.

7.2. Соответствие требованиям, установленным в п. 2.1. настоящего технического задания, подтверждается путем предоставления Участником в составе заявки заверенной Участником копии действующей выписки из реестра членов СРО по форме, которая утверждена Приказом Ростехнадзора от 16.02.2017 № 58 (содержащую сведения об уровне ответственности участника по компенсационному фонду возмещения вреда и компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств, соответствующем предложенной стоимости выполнения работ по договору). Дата выписки должна быть не ранее чем за один месяц до даты окончания подачи заявки Участника.

8. Прочие условия:

8.1. Разработанной проектной и рабочей документации присвоить титул «Перевод ЛЭП-110 кВ ТДЭС-24 км (ПС-26) № 112 на напряжение 35 кВ» филиал ЮЯЭС.

8.2. Выполнить комплекс инженерных изысканий, в т.ч. сбор исходных данных в объеме, необходимом для реконструкции объекта.

8.3. В разделах «Инженерные изыскания» и «Проект полосы отвода» картографический материал предоставить в масштабах 1:500 и 1:2000 на бумажном и электронном носителях.

8.4. В проекте организации строительства разработать технические решения, последовательность и технологии работ, связанных с обеспечением бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией на время реконструкции объекта.

8.5. Противопожарные мероприятия выполнить в соответствии с действующими правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

8.6. При этапном (проектной и рабочей документации) выполнении проектно-сметной документации необходимо предоставлять Заказчику - 1 экземпляр в электронном виде (pdf) в филиал АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» г. Алдан и 1 экземпляр в электронном виде (pdf) в АО «ДРСК» г. Благовещенск, для рассмотрения и согласования с профильными структурными подразделениями АО «ДРСК».

8.7. После рассмотрения и согласования АО «ДРСК» проектно-сметной документации предоставить 3 экземпляра на бумажном носителе и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» г. Алдан, 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в АО «ДРСК» г. Благовещенск.

8.8. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

Вид документа	Используемое приложение	Формат
Текстовая часть, описания	MS Word и Adobe Acrobat	.doc .pdf
Таблицы	MS Excel и Adobe Acrobat	.xls .pdf
Базы данных	MS Excel и Adobe Acrobat	.xls .pdf
Планы, графики	MS Project и MS Excel	.mpp .xls
Чертежи	AutoCAD и Adobe Acrobat	.dwg .pdf
Графический материал	MS Photo Editor и Adobe Acrobat	.jpg .pdf
Электронный архив	WinRar	.rar *
Сметная документация	MS Excel и в формате программы «WIN RIK» («ГРАНД СМЕТА»), позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.	.xls .gsf

*- материалы каждого тома проекта компоновать в одном файле

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

При направлении откорректированных материалов ПД (ОТР, СЭГГ) разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

8.9. Выполнить в составе проекта отдельным томом техническую часть конкурсной документации для закупки оборудования и материалов и конкурсную документацию на закупку подрядных работ на выполнение СМР.

Для выполнения обязательств по договору Подрядчик имеет право самостоятельно организовывать выполнение Работ.

Необходимо согласовать с Заказчиком субподрядчика, условия договора субподряда, устанавливающие сроки выполнения работ субподрядчиком, а также порядок расчетов Подрядчика с субподрядчиком.

Письменно предоставить перечень субподрядных организаций с указанием полных юридических и фактических адресов, привлекаемых на выполнение работ.

Подрядчик обязан:

- При необходимости по предварительному письменному согласованию с Заказчиком заключать договоры субподряда в совокупности не более чем на 50 % от Цены Договора.

- При заключении договоров субподряда согласовать с Заказчиком субподрядчика, условия договора субподряда, устанавливающие сроки выполнения работ субподрядчиком, а также порядок расчетов Подрядчика с субподрядчиком;

- При подаче заявки письменно предоставить письмо о согласии и перечень

субподрядных организаций (с указанием полных юридических и фактических адресов), привлекаемых на выполнение работ.

• При согласовании привлечения Субподрядчика Подрядчик представляет Заказчику:

- проект договора с Субподрядчиком;
- сведения об объемах выполнения работ Субподрядчиком;
- копии документов, подтверждающих наличие у Субподрядчика и его персонала допусков, разрешений и лицензий, необходимых для выполнения Работ,
- справку о заключенных договорах Подрядчика по договору с Субподрядчиками, являющимися субъектами малого и среднего предпринимательства (в случае привлечения Субподрядчика, соответствующего критериям СМП).

8.10. Заказчик вправе потребовать от Подрядчика замены субподрядчиков с мотивированным обоснованием такого требования, но независимо от этого полную ответственность перед Заказчиком за сроки и качество выполняемых субподрядчиками работ, а также иную ответственность за действия субподрядчиков, как и за свои собственные действия по исполнению договора подряда несет Подрядчик.

8.11. Проектная организация осуществляет от лица Заказчика получение по проекту всех необходимых согласований и заключений.

8.12. Разработанная проектная и рабочая документация является собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

9. Срок выполнения проектной и рабочей документации:

Начало проектирования: с момента заключения договора.

Окончание проектирования: определяется календарным графиком договора на проектирование, *но не позднее 31 декабря 2018 года.*

10. Начало реконструкции объекта - 2020 г.

11. Заказчик: АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

Приложения:

- 1. Методика определения сметной стоимости;*
- 2. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации «Перевод ЛЭП-110 кВ ТДЭС-24 км (ПС-26) № 112 на напряжение 35 кВ» филиал ЮЯЭС на 2 л. в 1 экз.;*
- 3. Схема перевода ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км (Л-112) на напряжение 35 кВ на 1 л. в 1 экз.;*
- 4. Перечень сокращений на 3 л. в 1 экз.*

Начальник управления
капитального строительства и инвестиций



Ю.Е. Осинцев

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель главного инженера по
эксплуатации и ремонту – начальник управления



М.Н. Голота

Заместитель главного инженера по
оперативно-технологическому управлению
начальник управления



Ю.Б. Кантовский

Начальник управления перспективного
развития и технологического присоединения



П.Г. Чеховский

От филиала «Южно-Якутские ЭС»:

Зам. директора по развитию и инвестициям

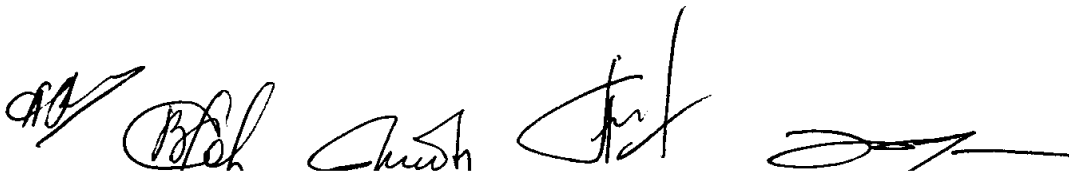


А.Н. Кулёмин

Зам. директора – главный инженер




Е.В. Гаюнов

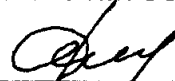


ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разработку проектной и рабочей документации
«Перевод ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км (Л-112) на напряжение 35 кВ»

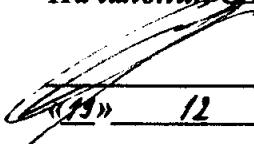
Зам. главного инженера по УС


Е.Г. Белослудцев
«19» 12 2017 г.

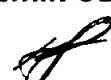
Начальник ОКСиИ


Г.Ю. Иванина
«19» 12 2017 г.


Начальник СЯТУ


В.А. Колесников
«19» 12 2017 г.

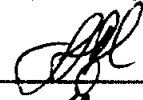
Начальник СТЭ


А.А. Варакосов / Касиц Н.Н.
«19» 12 2017 г.


Начальник РЗАИ


Д.П. Ярков
«19» 12 2017 г.


Начальник ТРЭС


А.В. Воронин
«19» 12 2017 г.

Начальник СУиКЭС


Н.В. Круглов / Рудалов А.А.
«19» 12 2017 г.

Главный инженер ТРЭС


В.Б. Демидов
«19» 12 2017 г.

Специалист 2 категории ОКСиИ


И.В. Козлов
«19» декабря 2017 г.