

УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель директора
по производству - главный инженер
филиала ОАО «ДРСК» «Приморские ЭС»
С.Н. Корчемагин
«19» декабря 2011 г.

Технические требования

Приложение к заданию на разработку проектной и рабочей документации на реконструкцию ПС 110/35/10 кВ «Краскино» в п. Краскино Хасанского района.

Выполнить проект реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Краскино», в котором:

1. Предусмотреть установку на ОРУ-110 кВ трех ячеек 110 кВ в цепях:
 - 1.1. предусмотреть установку секционного элегазового бакового выключателя 110 кВ и разъединителей 110 кВ с полимерной изоляцией типа РГП;
 - 1.2. предусмотреть установку линейного элегазового бакового выключателя 110 кВ и разъединителей 110 кВ с полимерной изоляцией типа РГП для подключения ВЛ 110 кВ «Краскино-Портовая».
 - 1.3. предусмотреть замену линейного разъединителя РЛНД-110 кВ «Славянка-Краскино» на элегазовый баковый выключатель 110 кВ с установкой линейных разъединителей 110 кВ на разъединители с полимерной изоляцией типа РГП;
2. Предусмотреть установку двух комплектов ТН-110 кВ типа СРА(В) на 1с и 2с шин 110 кВ жестко на шины;
3. Выполнить замену ошиновки 110 кВ;
4. Предусмотреть установку ОПН 110 кВ на шинах 1с. и 2с. 110 кВ и по стороне 110 кВ Т-1, Т-2;
5. Предусмотреть установку шкафа оперативного тока;
6. В проекте выполнить реконструкцию цепей релейной защиты ВЛ-110кВ «Славянка - Краскино» с учетом существующего и вновь устанавливаемого первичного оборудования. В проекте выполнить релейную защиту ВЛ-110кВ «Краскино - Портовая» и СЭВ-110кВ от всех видов коротких замыканий. Устройства РЗА ВЛ-110кВ «Славянка – Краскино», «Краскино – Портовая» и СЭВ-110кВ выполнить на микропроцессорной базе.
7. Для размещения шкафов защит, ШОТ на ОРУ-110 кВ установить ОПУ модульного типа;
8. Предусмотреть замену кабельных связей вторичной коммутации, монтаж выполнить в новых лотках поверхностного типа с отдельной прокладкой силовых и контрольных кабелей;
9. Монтаж оборудования выполнить на железобетонных фундаментах.
10. Выполнить телемеханизацию устанавливаемых ячеек 110 кВ на аппаратуре совместимой с КИ «Исеть» с цифровыми измерительными преобразователями совместимой с РМ 130. Организовать передачу сигналов телемеханики на диспетчерский пункт Славянского участка РЭС СП ЮЭС филиала ОАО «ДРСК» Приморские

электрические сети» по существующим ВЧ каналам с ПС 110/35/10 кВ «Краскино»
 Объем телемеханизации по расширяемой части ПС 110/35/10 кВ «Краскино» принять
 полный по всему вновь устанавливаемому силовому оборудованию (телеизмерение,
 телеуправление, телесигнализация)

11. Организовать учет электроэнергии:

11.1. Согласно требованиям Правил функционирования розничных рынков
 электроэнергии (утв. постановлением Правительства РФ 31.08.2006 г. № 530).

Счетчики электроэнергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 52323-2005, ГОСТ
 52425-2005.

Трансформаторы тока должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2001, а
 трансформаторы напряжения - требованиям ГОСТ 1983-2001 и соответствовать
 ПУЭ[Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7, - Новосибирск: Сиб. унив. Изд-
 во, 2009. – 853с., ил. (далее ПУЭ);

11.2. В проекте выполнить расчет:

на соответствие чувствительности средств учета минимальной и максимальной
 расчетной нагрузке присоединения;

Произвести проверку нагрузки вторичных обмоток ТТ и ТН, проверку сечения и длины
 проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения;

11.3. Измерительные трансформаторы тока и напряжения должны соответствовать
 следующим характеристикам:

- трансформаторы тока классом точности 0,5S с отдельной обмоткой для измерения и
 учета электроэнергии.

- трансформаторы напряжения с классом точности 0,5. Нагрузочная способность
 вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей;

11.4. Счетчики электроэнергии должны соответствовать следующим основным
 требованиям: класс точности 0,5S для активной энергии 1 – для реактивной энергии,
 интерфейс связи RS-485, номинальное напряжение 3*57,7/100, номинальный
 (максимальный) ток 5(7,5) А, возможность подключения резервного питания, профиль
 мощности, журнал событий, диапазон температур от -40 С до +55 С.

Счетчик должен обеспечивать учет активной и реактивной электроэнергии с учетом знака
 и позволять запись и хранение почасовых объемов потребления, должен быть из числа
 внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в
 РФ и иметь действующие свидетельства о поверке. Рассмотреть возможность применения
 счетчиков СЭТ 4ТМ.03М.01 с испытательными коробками;

- схему подключения счетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения
 выполнить отдельным кабелем и на отдельные обмотки ТТ. Измерительный комплекс
 должен быть защищен от несанкционированного доступа с возможностью пломбировки
 персоналом «ДРСК», в том числе приборов учета, выводов вторичных обмоток
 трансформаторов тока и напряжения, клеммных сборок цепей тока и напряжения.

11.5. Предусмотреть реконструкцию существующего комплекса АИИС КУЭ (на основе УСПД производства ООО «ЭкоТек») на комплекс АИИС КУЭ на основе пром. контроллера СИКОН С70. Оборудование АИИС КУЭ (устройство сбора и передачи данных (УСПД)) и также коммуникационное оборудование разместить в специализированных шкафах для защиты от механических воздействий и несанкционированного доступа со степенью защиты IP-54. 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 источник бесперебойного питания для оборудования АИИС КУЭ.

11.6. Предусмотреть основной и резервный каналы связи для передачи информации по энергопотреблению и параметрам сети от УСПД на сервер баз данных в филиал ОАО «ДРСК» Приморские электрические сети г. Владивосток.

Заместитель директора
по инвестициям и развитию



В.А. Скаредин

Заместитель главного инженера по
перспективному развитию и
технологическому присоединению



А. С. Боровский

Заместитель главного инженера
по эксплуатации и ремонтам



А.С. Манаков

Начальник службы эксплуатации



Е.В. Голубков

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. директора ФАО «ДРСК»
«Приморские ЭС»



Корчемагин С.Н.

«26» декабря 2011 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на реконструкцию ПС-110/35/10 Краскино ПИР (монтаж трех ячеек 110 кВ для присоединения ТП "Посъет")

1. Основание для проектирования:

1.1. Договор на технологическое присоединение ОАО «Торговый порт Посъет» к электрическим сетям ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» № 1125-98 от 15.07.2011г.

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

2.1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г.

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

2.3. ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 г.

2.4. ПУЭ и ПТЭ (действующие издания);

2.5. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СО 153-34.20.122-2006;

2.6. Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ. СО 153-34.20.121-2006;

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

2.8. Положение о технической политике ОАО «ДРСК».

2.9. «Уточнение карт климатического районирования территории Приморского и Хабаровского краев по ветровому давлению, толщине стенки гололеда, среднегодовой продолжительности гроз», выполненное в 2008 г. ГУ «Главная геофизическая обсерватория им. А.И.Воейкова» Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды;

2.10. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (приложение 1 Приказа ОАО «РАО ЕЭС России» от 11.02.2008 г. № 57 «Об организации взаимодействия ДЗО ОАО «РАО ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых

в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики».

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

2.12. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации от 19.12.2011г.

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

3. Основные характеристики реконструируемого объекта.

Показатель	Значение*
Номинальные напряжения	110/35/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС	Открытое
Тип схемы каждого РУ	Существующее. По 110-кВ определить проектом
Количество линий, подключаемых к подстанции	Две ВЛ-110 кВ (одна из них существующая), три ВЛ-35 кВ
Количество резервных ячеек по каждому РУ	Существующее
Количество и мощность силовых трансформаторов	Не изменяется
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Определить проектом
Вид обслуживания	Дежурный персонал на дому
Возможность расширения	Не требуется
Прочие особенности ПС, включая: - требования к охране объекта; - объем телемеханики и связи с объектом - и т.д. (с уточнением в проекте)	Определить проектом

4. Вид строительства и этапы разработки проектной документации:

4.1. Вид строительства – расширение ОРУ-110 кВ (установка одного секционного и двух линейных через ВЭБ через разъединители РГП) с заменой оборудования и установкой модуля ОПУ согласно технических требований от 19.12.2011г.

4.2. Этапы разработки проекта:

I этап – разработка, согласование с Заказчиком проектной документации (в течение трех месяцев с момента заключения договора на проектирование):

4.2.1. Выполнить обследование существующих порталов (в случае необходимости замены ошиновки) методом инструментального контроля с определением прочностных характеристик конструкций, по результатам обследования представить заключение.

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

4.2.3. Разработать и выдать проектную документацию в объеме, достаточном для организации закупок подрядных работ и оборудования, разработки рабочей документации.

При этом выполнить:

4.2.3.1. Электрические расчеты режимов работы сети 110 кВ в районе сооружения объекта на год его ввода после проведения расширения и на перспективу 5-10 лет с учетом динамики изменения электрических нагрузок энергорайона: режим зимних максимальных нагрузок.

4.2.3.2. Сопоставление (при необходимости) 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 ВЛ (КЛ) и ПС и др.) и на этой основе определить:

- главную электрическую схему подстанции;
- конструктивные и компоновочные решения РУ;
- генеральный план ПС с нанесением на чертеже существующего и вновь устанавливаемого оборудования;
- конструктивные и компоновочные решения РУ-110 кВ;
- решения по средствам компенсации реактивной мощности (СКРМ);
- решения по системам РЗА, ПА, АИИС КУЭ и связи с указанием мест их размещения;
- организацию управления подстанцией из ДП Хасанского РЭС и из ОДИАС филиала ОАО «ДРСК» - «Приморские электрические сети»;
- план заходов ВЛ-110 кВ;
- место (район) размещения объекта, размер площадки.
- строительные решения, включая использование прежних сооружений, а также по строительству нового ОПУ модульного типа, на основе современных строительных технологий (сэндвич-панели и т.п.);
- схемные и технические решения по ограничению токов короткого замыкания (т.к.з.);
- необходимость и возможность расширения ПС в перспективе;
- решения по обеспечению электроснабжения собственных нужд (СН);
- схему системы СН и схему питания СН; вид и количество независимых источников СН; требуемая мощность источников СН;
- решения по инженерным системам (противопожарным, водоснабжению и др.);

4.2.3.3. Технические решения по релейной защите и линейной автоматике (РЗА), противоаварийной автоматике (ПА), автоматике управления выключателями (АУВ) проектируемой ПС и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств.

4.2.3.4. Схему организации передачи сигналов РЗ и ПА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов (схему продублировать и согласовать в отдельном томе «РЗ и ПА»).

4.2.3.5. Перечень всех функций РЗА и ПА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, трансформатор и др.), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

4.2.3.6. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит, в т.ч. обоснование:

- необходимости подключения к трансформатору тока в линии (для ВЛ с двумя выключателями), продольной дифференциальной защиты);
- действия защит, подключенных к линии (одной фазы, трех фаз, не отключать);
- требуемого количества ступеней резервных защит ВЛ и автотрансформато-

ров, места их установки и направленности;

- необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты на ВЛ);
- алгоритмов АПВ;
- принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов трансформаторов тока (без установки промежуточных ТТ).

4.2.3.7. Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА (дифференциальная защита шин, продольная дифференциальная, ступенчатые защиты линий) и ПА.

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

4.2.3.9. Решения по выбору направлений передачи информации в центры управления и филиал «СО-ЦДУ ЕЭС» Приморское РДУ; обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления, а также решения по выбору протоколов передачи.

4.2.4. Решения по автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на проектируемом объекте:

- выполнить отдельным томом;
- организовать основной и резервный канал связи от УСПД до ЦСОИ АИИС КУЭ филиала ОАО «ДРСК» Приморские электрические сети (в качестве программного обеспечения используется программный комплекс EMCOS CORPORATE), схему продублировать и согласовать в отдельном томе «АИИС КУЭ»;
- предоставить с кратким описанием порядок взаимодействия уровней ИИК, ИВКЭ с учетом сбора данных по каналам измерений при создании АИИС КУЭ;
- схему объемов учета электроэнергии;
- схему подключения вторичных цепей ТТ, ТН к приборам учета;
- схему подключения интерфейсных цепей к приборам учета;
- схему расположения оборудования АИИС КУЭ в ОПУ, ШУ, и.т.д. с разводкой кабеля;
- кабельный журнал;
- спецификацию оборудования;
- опросные листы на АИИС КУЭ

4.2.5. Выполнить (отдельным томом АИИС КУЭ) организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации в филиал ОАО «ДРСК» (сервер баз данных) в г. Владивосток..

4.2.6. Для волоконно-оптических линий связи (ВОЛС РЗиПА), определить направления и линии, по которым будет проектироваться ВОЛС, обеспечивающие связь между объектами ПС «Краскино» и ПС «ТП Посьет».

4.2.6.1. При необходимости, все решения должны быть взаимоувязаны с решениями по созданию систем связи в рамках проекта 01-142 «Расширение ПС 110/35/10 кВ Краскино», разработанного ООО «Премьер-Энерго» (г. Иркутск) в 2010г. и взаимоувязаны с существующей системой связи филиала ОАО «ДРСК» - «Приморские электрические сети».

4.2.7 Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, АСУ, ТП, АИИС КУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

4.2.8 Решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, АСУ ТП, систем связи и других систем.

4.2.9. В целях бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией ПС «Краскино» разработать и согласовывать с Заказчиком технические решения по электроснабжению потребителей на время расширения объекта.

4.2.10. Разработать и выдать сметную документацию, в соответствии с п.28 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию.

4.2.11. Разработать и выдать конкурсную документацию в объеме, достаточном для проведения закупок подрядных работ на выполнение СМР, техническую документацию для проведения закупок оборудования и материалов.

4.2.12. По результатам I этапа выполненные проектные материалы с пояснительной запиской предоставить Заказчику (одновременно в адрес исполнительного аппарата ОАО «ДРСК» г. Благовещенск, и в адрес филиала ОАО «ДРСК» «Приморские ЭС») для последующего рассмотрения и согласования с профильными структурными подразделениями ОАО «ДРСК» и филиалом ОАО «СО ЕЭС» - Приморским РДУ.

4.2.13. К разработке рабочей документации (II этапу) приступить после утверждения ПСД и определения Заказчиком поставщиков оборудования.

4.2.14. Итогом I этапа является утверждение Заказчиком проектной документации.

II этап – разработка рабочей документации (в течение одного месяца после окончания I этапа):

4.2.17. Разработать рабочую документацию, обеспечивающую реализацию принятых в утвержденной проектной документации технических решений объекта, необходимых для производства строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

5. Особые условия:

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

5.2. Разделы проектно-сметной документации выполнить в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87) и ГОСТ Р 21.1101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

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

5.4. Сметную стоимость строительства по рабочему проекту выполнить в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2001 г., и текущем, сложившемся ко времени составления смет по ТЕР, в соответствии с Регламентом формирования, согласования и утверждения сметной документации ОАО «ДРСК».

5.5. Расчет стоимости проектирования объектов энергетики проводить с использованием Справочника базовых цен на проектные работы для строительства «Объекты энергетики» издания 1996 года (СБЦ-96) (письмо Министерства регионального развития Российской Федерации от 27.02.2009г № 5208-СМ/08). В случае

использования ведомственного Справочника базовых цен на проектные работы для строительства объектов энергетики № 39 от 10.02.2003 года перевод в текущие цены осуществлять с помощью индивидуальных индексов, разработанных и утвержденных в установленном порядке.

5.6. В сметную документацию включить затраты на проведение работ по межеванию, предоставлению, постановке на государственный кадастровый учет земельных участков для эксплуатации объекта после завершения строительства, переводу земель в категорию земли промышленности, по проекту рекультивации земель.

5.87. Подрядчик в день завершения работ, указанный в календарном плане, направляет в филиал ОАО «ДРСК» Акт сдачи-приемки выполненных работ с приложением 4 (четырёх) экземпляров ПСД в бумажном виде и 1 экземпляр в электронном виде (на CD), одновременно направляет 1 (один) экземпляр в бумажном виде и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в ОАО «ДРСК» г. Благовещенск.

5.8. 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 «ГРАНД СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.	.xls .gsf

*- материалы каждого тома проекта компоновать в одном файле

5.9. При проектировании учитывать данные проекта 01-142 «Расширение ПС 110/35/10 кВ Краскино», разработанного ООО «Премьер-Энерго» (г. Иркутск) в 2010г. и объем проведенных по нему СМР.

5.10. Разработанная проектно-сметная документация является собственностью Заказчика и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

5.11. Проектная организация согласовывает проект в Ростехнадзоре Приморского края.

6. Заказчик: ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

7. Срок выполнения проектной и рабочей документации:

Начало проектирования - с момента заключения договора.

Окончание – 30 июля 2012г.

8. Контактная информация:

8.1. По общим вопросам – заместитель директора по развитию и инвестициям ОАО «ДРСК» «Приморские ЭС» Скаредин Виталий Александрович, тел.: (4232) 211-364, e-mail: skaredin@prim.drsk.ru

8.2. По техническим вопросам – заместитель главного инженера ОАО «ДРСК» «Приморские ЭС» по ремонтам и эксплуатации Манаков Артем Сергеевич, тел.: (4232) 211-369, e-mail: manakov@prim.drsk.ru; заместитель начальника службы технической эксплуатации ОАО «ДРСК» Сергеев Андрей Константинович, тел.: (4162) 397-374, e-mail: ste2@drsk.ru.

Приложение к техническому заданию: технические требования от 19.12.2011г. на трех листах.

**Заместитель директора
по инвестициям и развитию**



В.А. Скаредин

Согласовано:

Заместитель главного инженера
по эксплуатации и ремонтам



А.С. Манаков

Заместитель главного инженера
по ПРИТП



А.С. Боровский

Заместитель главного инженера
по управлению сетями



В.А. Гниломедов

Исп. Курмазов С.Н., 40-32