

УТВЕРЖДАЮ:

*Первый заместитель генерального
директора ОАО «ДРСК
по развитию и инвестициям*


А.Г. Палей
« 21 » 09 2012 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разработку проектно-сметной документации по
реконструкции ОРУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ «А».

1. Общие данные:

1.1. В соответствии с заявкой №СТ-8/1395 от 21.03.12 на технологическое присоединение электростанции ТЭЦ «Восточная» к сетям ОАО «ДРСК» необходимо выполнить реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ «А».

1.2. ПС 110/35/6 кВ «А» находится в г. Владивосток по адресу ул. Стрелковая, 23.

1.3. Технические требования на разработку проектно-сметной документации по реконструкции ОРУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ «А» от 20.09.2012 г.

2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к разработке ПСД:

2.1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87) с учетом дополнений согласно Постановления Правительства РФ от 13.04.2012. «О внесении изменений в Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию».

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 «РАО ЭС Восток» на период до 2020 г.

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, выполняемые 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 ПСД от 20.09.2012г.

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 ПС	110/35/6 кВ
Конструктивное исполнение РУ 110 кВ	Определить проектом
Тип схема РУ 110 кВ	110-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин»
Тип и количество монтируемого оборудования	4 ячейки 110 кВ - ВЛ; 2 ячейки 110 кВ Тр; 2 ячейки ТН 110 кВ ; 1 ячейка СВ 110 кВ .
Количество и мощность силовых трансформаторов	Не изменяется
Вид обслуживания	Круглосуточный дежурный персонал
Возможность расширения	2 ячейки 110 кВ.
Прочие особенности ПС, включая: - АИСКУЭЭ - объем телемеханики и связи.	Определить проектом

4. Вид строительства и этапы разработки проектной документации:

4.1. Вид строительства - реконструкция ОРУ 110 кВ ПС «А», согласно технических требований.

4.2. Этапы разработки проекта:

I этап – разработка основных технических решений (в течение одного месяца с момента заключения договора на проектирование):

4.2.1. Разработка основных технических решений, согласование с Заказчиком. При разработке ОТР сопоставить и представить Заказчику различные варианты (3-4 варианта) , с оценкой экономических показателей, технических решений с расчетом различных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных) работы сети;

4.2.2. Представление Заказчику опросных листов на оборудование на основании согласованных основных технических решений;

4.2.3. По результатам I этапа определить на основе укрупненных сметных показателей ориентировочную стоимость объекта;

4.2.4. К разработке проектной документации (II этапу) приступить после определения Заказчиком поставщиков оборудования;

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

4.2.5. При принятии решения о необходимости использования существующих порталов выполнить их обследование методом инструментального контроля с определением прочностных характеристик конструкций, по результатам обследования представить заключение.

4.2.6. Разработать для ПС «А» и выдать проектную документацию в объеме, достаточном для прохождения государственной экспертизы, организации закупок подрядных работ и оборудования, разработки рабочей документации

При этом выполнить:

4.2.6.1 В составе проектной документации определить:

- решения по системам РЗА, ПА, АИИС КУЭ, связи и телемеханики с указанием мест их размещения;
- строительные решения, с учетом использования существующих сооружений, включая строительство нового ОПУ модульного типа, на основе современных строительных технологий (сэндвич-панели и т.п.);
- состав и последовательность работ по проведению реконструкции ОРУ с обеспечением бесперебойного электроснабжения потребителей.

4.2.6.2 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, в т.ч. по монтажу новых шкафов ШЗВ, ШОВ.

4.2.6.3 Схему организации передачи сигналов и спецификации оборудования РЗ и ПА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов (схему продублировать и согласовать в трех отдельных томах «РЗ и ПА», «Телемеханизация», «Связь»).

4.2.6.4 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.

4.2.6.5 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 автотрансформаторов, 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).

4.2.6.6. 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.

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

4.2.6.8. 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.

4.2.6.9. Решения по связи и телемеханике выполнить двумя отдельными томами «СДТУ».

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

- выполнить отдельным томом;
- организовать основные по ВОЛС и резервные канала связи от УСПД ПС «А» 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 учётом сбора данных по каналам измерений при создании АИИС КУЭ;
- перечень (массив) входных данных, перечень выходных данных;
- 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;
- таблицу соединений и подключений (кабельный журнал);
- спецификацию оборудования;
- ведомость оборудования и материалов;
- опросные листы на АИИС КУЭ

4.2.7.1. Организовать учет электроэнергии по стороне 110 кВ на четырех линейных ячейках 110 кВ, шиносоединительном выключателе 110 кВ, на вводах трансформаторов 110 кВ Т-1, Т-2;

- запроектировать счетчики электроэнергии активно-реактивные двунаправленные, с двумя интерфейсами RS-485, классом точности 0,5S;

- трансформаторы тока классом точности 0,5S в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001, с отдельными обмотками для измерений и учета. Выполнить проверку по условиям релейной защиты (см. п. 4.2.2.7), термической и динамической стойкости. Обосновать расчетом применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации на соответствие чувствительности средств учета при максимальной и минимальной расчетной нагрузке присоединения;

- трансформаторы напряжения классом точности 0,5 в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-20015, с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки;

- произвести проверку (расчет) величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, проверку сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения;

4.2.7.2. Автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организовать на базе контроллера

(УСПД) ЭКОМ-3000. Предусмотреть наличие и интеграцию в АИИС КУЭ всех приборов учета электроэнергии для подстанции. 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.

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

4.2.9. Решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, АИИС КУЭ, систем связи и других систем.

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. Предусмотреть:

- прокладку 2-х ВОК (основного и резервного) от помещения узла связи ПС «А» до помещения связи и ТМ нового ОПУ и панелей РЗА с установкой стоечных оптических кроссов с адаптерами FC;

- перенос 4-х микропроцессорных шкафов основных защит, резервных защит и АУВ ВЛ-110 кВ А-ЗУ 1, А-ЗУ 2 и одной панели ПА с организацией новых каналов связи по ВОЛС, ПА и ТМ в новое ОПУ;

- замену устаревших панелей РЗА на электромеханических реле и РАС «Нева» на современные микропроцессорные защиты производства НПП «ЭКРА» и РАС НПП «Бреслер». На защитах ЛЭП 110 кВ предусмотреть основные и резервные защиты;

- установку новых панелей управления присоединениями 110 кВ и центральной сигнализации в новом ОПУ;

4.2.13. По результатам II 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.

4.2.14. Итогом 2 этапа является положительное заключение государственной экспертизы проектной документации.

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 реконструкции объекта.

5.2. Реконструкцию провести в существующих границах земельного участка.

5.3. Проект по ПС «А» разработать с учетом технических решений разработанных: ООО «Северный стандарт» проекта (шифр №10-1820). Установка силового трансформатора; ОАО «ДЭСП» Строительство ПС 110/35/6 кВ Орлиная и ВЛ-110 кВ. Закрытая ПС 110/35/6 кВ Орлиная с заходами линий электропередачи 110-35 кВ

(2501/2). ПС 110/35/6 кВ А. Реконструкция противоаварийной автоматики» (1978/8). «Схема развития распределительных электрических сетей 35-110 кВ Приморского края на период до 2020 г. с учётом перспективы на 2025 г.»; ЗАО «СИБНТИЦ». Схема выдачи электрической мощности ГТУ-ТЭЦ в г. Владивостоке на площадке ЦПВБ; Указанные проекты можно получить в ФАО «ДРСК» ПЭС.

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

5.6. Полное погашение ПС «А» невозможно.

5.7. При разработке проекта принять временной интервал выполнения реконструкции ПС «А» - начало апрель 2014 г. – окончание октябрь 2014г.

6. Требования к проектной организации:

6.1 Наличие свидетельства, полученного в СРО, о допуске к видам работ по следующим пунктам из перечня работ Приказа Минрегиона РФ №624 от 30.12.2009г.:

I. Виды работ по инженерным изысканиям

1. Работы в составе инженерно-геодезических изысканий:

1.1. Создание и обновление инженерно-топографических планов в масштабах 1:200 - 1:5000, в том числе в цифровой форме, съемка подземных коммуникаций и сооружений.

2. Работы в составе инженерно-геологических изысканий:

2.1. Инженерно-геологическая съемка в масштабах 1:500 - 1:25000.

II. Виды работ по подготовке проектной документации

1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:

1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка.

2. Работы по подготовке архитектурных решений.

3. Работы по подготовке конструктивных решений.

4. Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации.

5. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды.

6. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком).

7. Определение стоимости и оформление сметной документации:

7.1. Сметная стоимость объекта должна определяться согласно действующим положениям методических документов Минрегиона РФ по сметно-нормативной базе ценообразования в строительстве в редакции 2008-2009г. согласно Постановления №427 от 18.05.2009г.

7.2. Сметная документация должна предоставляется согласно Регламента формирования, согласования и утверждения ОАО «ДРСК», утвержденного Приказом ОАО «ДРСК» №606 от 19.10.2010г.

7.3. Локальные сметные расчёты (Локальные сметы) должны быть составлены в базисном и текущем уровне цен с применением базисно-индексного метода на основании действующих сметных норм Территориальных Единичных расценок для Приморского края с учётом рекомендаций отдела (регионального центра) по ценообразованию в строительстве министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Приморского края.

7.4. Индексы изменения сметной стоимости СМР применяются в соответствии с

рекомендациями КГУП «Приморский РЦЦС», индексы по статьям затрат «оборудование», «Прочие», «Проектные работы» применяются в соответствии с ежеквартальными письмами Минрегионразвития РФ.

7.5. Предоставление локальных сметных расчетов по видам работ обязательно.

7.6. Локальные сметы свести в сводный сметный расчет, предоставить в MS Excel и в формате программы «ГРАНД СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.

7.7. 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.

7.8. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

Вид документа	Используемое приложение	Формат
Текстовая часть, описания	MS Word и Adobe Acrobat	.doc и .pdf
Таблицы	MS Excel и Adobe Acrobat	.xls и .pdf
Базы данных	MS Excel и Adobe Acrobat	.xls и .pdf
Планы, графики	MS Project и MS Excel	.mpp и .xls
Чертежи	AutoCAD и Adobe Acrobat	.dwg и .pdf
Графический материал	MS Photo Editor и Adobe Acrobat	.jpg и .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

8. Заказчик:

9. Срок выполнения проектной документации:

Начало проектирования – с момента заключения договора

Окончание – июнь 2013г.

10. Контактная информация:

10.1. 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

10.2. 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:

- 1) Технические требования на разработку проектно-сметной документации по реконструкции ОРУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ «А».

*Первый заместитель директора по
производству – главный инженер
филиала «Приморские ЭС»*

С.Н. Корчемачин

Согласовано:

От ОАО «ДРСК»:

1
4.0. Зам. генерального директора по техническим
вопросам – главный инженер

А.В. Михалёв

Директор по инвестициям

Е.Н. Тищенко

Директор по оперативно-техническому управлению

Ю.Б. Кантовский

Директор по эксплуатации и ремонту

М.Н. Голота

Директор ТП и ТР

*П.Г. Чеховский
с.в. Богданов*

Начальник СТЭ

*А.В. Бичевин
А.К. Сергеев*

Начальник ЦСРЗиПА

А.Ю. Смирных

Начальник отдела учёта электроэнергии

С.А. Тимченко

От филиала ОАО «ДРСК»

«Приморские ЭС»:

Заместитель директора

по развитию и инвестициям

В.А. Скаредин

Приложение к техническому заданию:

- 1) Технические требования на разработку проектно-сметной документации по реконструкции ОРУ 110 кВ ПС 100/35/6 кВ «А».

*Первый заместитель директора по
производству – главный инженер
филиала «Приморские ЭС»*



С.Н. Корчемagin

Согласовано:

От ОАО «ДРСК»:

Зам. генерального директора по техническим
вопросам – главный инженер

А.В. Михалёв

Директор по инвестициям

Е.Н. Тищенко

Директор по оперативно-техническому управлению

Ю.Б. Кантовский

Директор по эксплуатации и ремонту

М.Н. Голота

Директор ТП и ТР

П.Г. Чеховский

Начальник СТЭ

А.В. Бичевин

Начальник ЦСРЗиПА

А.Ю. Смирных

Начальник отдела учёта электроэнергии

С.А. Тимченко

От филиала ОАО «ДРСК»

«Приморские ЭС»:

*И.о. заместителя директора
по развитию и инвестициям*



А.А. Кролевецкий

