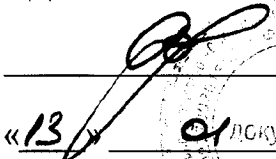
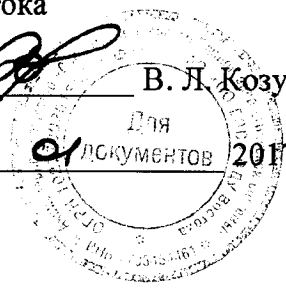


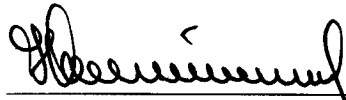
СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Востока


В. Л. Козуб
«13» _____ 2017 г.
Для документов

**УТВЕРЖДАЮ**

Заместитель Генерального директора по
инвестициям и управлению ресурсами
АО «ДРСК»


В. А. Юхимук
«20» января 2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разработку проектной и рабочей документации
«Реконструкция ПС 110 кВ Ивановка»

1. Основание для проектирования.

1.1. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации на реконструкцию ПС 110 кВ Ивановка;

1.2. Технические условия по индивидуальному проекту на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» от 09.03.2016 № 15-09/153/3115.

2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проектной и рабочей документации.

2.1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ № 87 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. Стандарт организации СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденный приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136.

2.6. 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.

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

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

2.9. Техническая политика ОАО «РАО Энергетические системы Востока» (введено в действие Приказом ОАО «ДРСК» № 13 от 21.01.2015 г. «О присоединении ОАО «ДРСК» к Технической политике ОАО «РАО ЭС Востока» в области оснащения объектов энергетики инженерно-техническими средствами

охраны).

2.10. Соглашение о техническом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 1 февраля 2011г №СДУ-В-1/2011-140.

2.11. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации». Утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 28.04.2012 №177).

2.12. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», утверждено приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 № 102.

2.13. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277.

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

2.15. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

2.16. 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».

2.17. 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».

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

2.19. 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».

2.20. ГОСТ Р 56865-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. Общие требования».

2.21. 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:

- реконструкция ПС 110 кВ Ивановка с полной заменой оборудования РУ 110, 35 кВ в пределах действующей ПС без ограничения потребителей;

3.2. Перечень титулов, по которым требуется координация решений данной про-

ектной документации:

- Строительство ПС 110 кВ НПЗ, ВЛ 110 кВ Ивановка-НПЗ и заходов ВЛ-110 кВ Силикатная-Среднебелая в РУ 110 кВ ПС 110 кВ НПЗ с образованием ВЛ 110 кВ Силикатная-НПЗ и ВЛ 110 кВ Среднебелая-НПЗ.

3.3. Этапы разработки документации:

I этап - разработка, обоснование и согласование с АО «ДРСК» (далее по тексту – ДРСК), Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока (далее по тексту – ОДУ Востока), основных технических решений (ОТР) по проектируемому объекту. Проектная организация обеспечивает предварительное согласование с ДРСК, ОДУ Востока расчетных моделей (сбор и верификация данных осуществляется проектной организацией самостоятельно);

II этап - разработка, согласование с ДРСК, ОДУ Востока проектной документации и экспертиза проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

III этап - разработка, согласование с ДРСК, ОДУ Востока рабочей документации.

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 разработке и согласовании ТЗ и ОТР.

4. Основные характеристики реконструируемого объекта.

4.1. В части ПС 110 кВ Ивановка:

Показатель	Значение
Номинальные напряжения	ВН -110, СН-35, НН-10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ-110 кВ – ОРУ; РУ-35 кВ – ОРУ; РУ - 10 кВ – ЗРУ.
Тип схемы каждого РУ	РУ-110 кВ –№ 110-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин»; РУ-35 кВ –№ 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин»; РУ – 10 кВ - № 10-1 «Одна секционированная выключателем система шин»;
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ	РУ-110 кВ – 3 линии; РУ-35 кВ – 2 линии; РУ-10 кВ – 12 линий;
Количество резервных ячеек по каждому РУ	РУ-110 кВ – определить при проектировании; РУ-35 кВ – определить при проектировании; РУ-10 кВ – не требуются;
Возможность расширения	РУ-110 кВ – определить при проектировании; РУ-35 кВ – нет;
Тип выключателей	РУ 110 кВ – элегазовые;

	РУ 35 кВ – элегазовые;
Количество и мощность силовых трансформаторов	T1- 16 МВА; T2-10 МВА; замена T2 на трансформатор мощностью 16 МВА.
Система собственных нужд	Определяются при проектировании
Система оперативного постоянного тока (СОПТ)	Постоянный
Оперативная блокировка	Электромагнитная
Релейная защита	Определить и обосновать при проектировании (на базе микропроцессорных устройств РЗА)
Противоаварийная автоматика	Определить и обосновать при проектировании
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, ОМП)	Определить и обосновать при проектировании
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)	Определить при проектировании
Станционные сооружения ВОЛС	Определить при проектировании
Требования по структуре оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления ПС	Разработать решения по организации диспетчерского управления и передачи необходимого объема телеинформации в соответствующие диспетчерские центры
Вид обслуживания	Дежурный персонал

ПС сохранить существующее диспетчерское наименование:

ПС 110 кВ Ивановка.

5. Требования к оформлению и содержанию проектной и рабочей документации.

5.1. Предпроектные обследования.

5.1.1. При предпроектном обследовании объекта проектирования должна быть проведена оценка:

- срока эксплуатации и состояния существующих зданий и сооружений, строительных конструкций, основного оборудования ПС;
- уровня грунтовых вод, состава пород, глубину промерзания грунта и др.;
- состояния электромагнитной обстановки на объекте проектирования и на других действующих объектах, технологически связанных с объектом проектирования.

5.1.2. При предпроектном обследовании ИТС и систем связи 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 строительства (расширения, 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.

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

ДРСК, ОДУ Востока основных технических решений (ОТР) по реконструируемому объекту».

5.2.1. «Балансы и режимы»:

5.2.1.1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности энергосистемы Амурской области на год окончания реконструкции объекта и перспективу 5 лет для характерных режимов, указанных в п. 5.2.1.2.

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 при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год окончания реконструкции объекта и перспективу 5 лет с учетом этапности 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 объекту 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, трансформаторов ПС, 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 ПС 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, выключатели, разъединители, ТТ, 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 окончания реконструкции объекта и перспективу 5 лет, необходимость регулирования напряжения в сети с использованием РПН трансформаторов (автотрансформаторов), включая автоматическое изменение их коэффициента трансформации. При необходимости установки регулируемых СКРМ должны быть представлены соответствующие обосновывающие расчеты.

5.2.1.4. «Расчет токов короткого замыкания».

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

По результатам расчетов токов КЗ должны быть определены требования к отключающей способности установленных выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающегося 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 реконструкции и объектах прилегающей сети (район прилегания обосновать расчетами). При необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объектах реконструкции и объектах прилегающей сети 35 кВ и выше (вне зависимости от принадлежности) и/или разработаны 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.

5.2.2. «Основные технические решения по ПС 110 кВ Ивановка».

5.2.2.1. В части ПС 110 кВ Ивановка обосновать, рекомендовать, определить и выполнить:

- схему электрическую принципиальную ПС;
- количество, мощность и типоразмер (преимущественно открытой установки) трансформаторного оборудования, в том числе решения по замене или модернизации (в т.ч. с описанием объема) трансформаторного оборудования;
- решения по основному электротехническому оборудованию (выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения);
- техническое решение по организации электрической связи между РУ-110-35 кВ и трансформаторами (токопровод, ошиновка и т.д.);
- решения по организации системы электроснабжения и резервирования СН;
- количество и мощность ТСН;- принципиальные конструктивные и компоновочные решения РУ;
- наличие особых требований к изоляции;
- общие решения по инженерным системам;
- тип кабельных каналов;
- тип опор и фундаментов под порталы и оборудование;
- решения по молниезащите, исключаяющей перекрытие изоляции и проникновение перенапряжений в цепи вторичной коммутации;
- решения по контуру заземления с применением коррозионностойких материалов со сниженным удельным сопротивлением для заземляющих устройств;
- формирование оперативных цепей, цепей управления, защит, телемеханики, цепей освещения, обогрева, силовых цепей для оборудования РУ-110, 35 кВ, с привязкой к панелям защит, управления, собственных нужд, постоянного тока, расположенных в помещении ОПУ;
- основные решения по организации системы оперативного постоянного тока: количество, емкость и место установки АБ, ЗПА и ЦПТ;
- основные решения по организации питания электромагнитной блокировки разъединителей;
- решения по освещению территории ПС и внутреннему освещению с использованием энергосберегающих технологий;
- решения по реконструкции системы маслоулавливания (маслоприемники, маслоотводы и маслосборники);

- расчет и проектирование заземляющего устройства ПС и защиту от грозовых и внутренних перенапряжений;

- оснащение объекта пожарно-охранной сигнализацией и инженерно-техническими средствами охраны с устройством видеонаблюдения и выводом на ДП ОДГ и РЭС.

- переустройство переходов портала для заходов ВЛ-10 кВ с минимальным ограничением потребителей.

- мероприятия по отведению грунтовых вод от территории ПС.

- результаты предпроектного обследования систем РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, СМиУКЭ и СИ;

- решения по обеспечению ЭМС устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ;

- решения по демонтируемому оборудованию (при необходимости);

5.2.3. «Основные технические решения по РЗА и другим ИТС».

В составе раздела с учетом результатов предпроектного обследования выполнить, определить и разработать:

- схему распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН (включая устройства РЗ, АПВ, АВР, ПА и РА, РАС, ОМП, АСУ ТП (ССПИ), АИИС КУЭ, СМиУКЭ) на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА);

- схему размещения шкафов РЗА;

- схемы организации цепей переменного напряжения на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования;

- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;

- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;

- принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей;

- структурную схему АСУ ТП или ССПИ (ТМ) с краткой пояснительной запиской;

- заказные спецификации (карты заказа) на устройства РЗА;

- решения по обмену технологической информацией с ЦУС филиала АО «ДРСК»-«Амурские ЭС» и ДЦ АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ на базе протоколов МЭК: выбор направления обмена, определение состава информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления обмена по вновь вводимому оборудованию, расчет необходимой пропускной способности каналов связи.

5.2.4. «Основные технические решения по организации связи».

В составе раздела на основании результатов предпроектного обследования выполнить и разработать:

- 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 основные и резервные каналы;

- структурные схемы организации связи по проектируемым системам связи (отдельно для каждой из систем), а также общая структурная схема связи с отображением маршрутов прохождения основных и резервных/дублирующих каналов

связи (голос, данные) между проектируемым объектом и соответствующими центрами управления (ЦУС, ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ) и для передачи сигналов/команд РЗ, ПА и РА;

5.2.5. Материалы I этапа проектирования с пояснительной запиской по ОТР представить на рассмотрение Заказчику в объеме, необходимом для принятия решений в соответствии с п.п. 3.3, 5.2.1-5.2.4 настоящего ТЗ, последующего согласования с ОДУ Востока.

I этап проектирования считается принятым после согласования основных технических решений ДРСК, ОДУ Востока и профильными структурными подразделениями ДРСК.

5.2.6. Состав представляемых на рассмотрение материалов I этапа проектирования:

- утвержденное ТЗ;
- перечень исходных данных для проектирования;
- материалы, в т.ч. иллюстрационные, предпроектного обследования;
- данные об отключающей способности выключателей, термической стойкости и пропускной способности оборудования
- информация (согласующие письма) о согласовании ДРСК, ОДУ Востока расчетных моделей;
- расчетные модели, на основе которых проводились расчеты электроэнергетических режимов, токов КЗ, в электронном виде в формате программных комплексов, использованных при проведении расчетов, а также графические схемы;
- материалы по выбору схем РУ реконструируемой ПС;
- схема размещения устройств ИТС, в т.ч. РЗА на объекте проектирования и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи;
- состав устройств ИТС, в т.ч. РЗА, и СМ на проектируемом объекте и энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования, с краткой пояснительной запиской с описанием рассмотренных вариантов;
- структурная схема АСУ ТП или ССПИ (ТМ) с краткой пояснительной запиской (перечень контролируемого и управляемого оборудования, состав функциональных подсистем, объем и направления информационного обмена);
- генеральный план реконструируемой ПС с отражением на нем вновь сооружаемых и переустраиваемых электроустановок, зданий, сооружений, коммуникаций и др.;
- материалы по созданию/модернизации систем связи;
- чертежи с компоновкой ПС и каждого РУ, по которому выполняется проектирование;

5.2.7. Итогом согласования I этапа проектирования являются:

- план ПС;
- схема электрическая принципиальная проектируемой ПС (оригиналы схемы на бумажном носителе должны быть согласованы в установленном порядке с ДРСК, Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ (далее – Амурское РДУ);
- состав, линейные и структурные схемы систем связи;
- состав устройств ИТС, в т.ч. РЗА;
- схема распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН;

- структурная схема и пояснительная записка по АСУ ТП (или ССПИ (ТМ)), ССПТИ;

5.3. II этап проектирования «Разработка и согласование проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».

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».

Проектная документация, выполненная на II этапе, должна быть согласована в требуемом объеме с ОДУ Востока, ДРСК.

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

5.3.1. В том числе для ПС выполнить/определить:

- отчеты по инженерным изысканиям (в необходимом объеме);
- компоновку, генеральный план ПС с нанесением существующего и вновь устанавливаемого оборудования, плотность застройки ПС (%);
- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
- технические требования к оборудованию (Т, выключатели, разъединители, ТТ, ТН, устройства РЗА, АСУ ТП (ССПИ), АИИС КУЭ, СМиУКЭ, СДТУ, и т.д.);
- решения (обоснованные расчетами электрических режимов) по изменению (при необходимости) коэффициентов трансформации ТТ;
- необходимость и возможность расширения ПС в перспективе;
- технические решения по электромагнитной совместимости устройств ИТС и СС на проектируемом и смежных объектах;
- технические решения по переустройству переходов портала для заходов ВЛ 10 кВ;
- технические решения к устройствам собственных нужд (СН) и постоянного тока (ПТ) выполнить отдельным томом (разделом) в котором отразить:
 - тип, количество, требуемую мощность источников СН;
 - выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока;
 - выполнение защиты сетей собственных нужд;
 - построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,22-0,4 кВ (с использованием специализированных программ);
 - построение карт селективности защитных аппаратов сети постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
 - расчет кабельной продукции, необходимой для подключения устройств РЗА, ПТ, СН.
- решения по пожарно-охранной сигнализации и инженерно-техническим средствам охраны с устройством видеонаблюдения и выводом на ДП ОДГ и РЭС;
- решения по освещению территории ПС и внутреннему освещению с использованием энергосберегающих технологий;
- прочие разделы проектной документации согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

5.3.2. В части технических решений по РЗА объекта проектирования и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств, выполнить/определить в т.ч.:

5.3.2.1. Схему распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН (включая устройства РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, СМиУКЭ) на объекте проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА) (подтвердить на основании расчетов (при необходимости уточнить) решения, принятые на I этапе проектирования) (оригиналы схемы должны быть согласованы в установленном порядке с ДРСК, Амурское РДУ).

5.3.2.2. Схемы организации цепей переменного напряжения на объекте проектирования.

5.3.2.3. Схему организации передачи сигналов и команд РЗА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов, а также схему организации передачи доаварийной информации для ПА с учетом резервирования каналов.

5.3.2.4. Структурно-функциональные схемы устройств РЗА.

5.3.2.5. Перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, Т и т.д.), необходимых на данном объекте, анализ возможности реализации выбранных функций;

5.3.2.6. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗ, и необходимые для этого расчеты токов КЗ в т.ч. для:

- определения необходимости подключения защит (дифференциально-фазной, продольной дифференциальной) к ТТ в линии (для ЛЭП, коммутируемой двумя выключателями);

- обоснования количественного состава устройств РЗ;

- обоснования требуемого количества и направленности ступеней резервных защит ЛЭП и Т;

- обоснования принятых коэффициентов трансформации ТТ дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов ТТ (без установки промежуточных ТТ).

5.3.2.7. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств ПА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава устройств;

5.3.2.8. Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗ;

5.3.2.9. Решения по регистрации аварийных процессов и событий объекта ПС независимым РАС с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА;

5.3.2.10. Технические решения к устройствам РЗА и противоаварийной автоматики выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 3 технических требований на разработку проектной и рабочей документации на Реконструкцию ПС 110 кВ Ивановка (Приложение 1).

5.3.3. В части технических решений по автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП) выполнить/определить:

5.3.3.1. Перечень функциональных подсистем и задач АСУ ТП (ССПИ). Дать характеристику задач, решаемых в АСУ ТП (ССПИ), по каждой подсистеме.

5.3.3.2. Структурную схему АСУ ТП (ССПИ).

5.3.3.3. Перечень аналоговых сигналов, собираемых и обрабатываемых в АСУ ТП (ССПИ) (в том числе передаваемых в АО «ДРСК» «Амурские ЭС», Амурское РДУ), представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- тип присоединения;
- количество присоединений данного типа;
- наименование контролируемых параметров;
- количество сигналов по каждому параметру;
- источник информации с указанием класса точности (цифровые и аналоговые преобразователи).

Перечень входных дискретных сигналов типа «сухой контакт» представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- наименование сигнала;
- тип оборудования;
- количество оборудования данного типа;
- количество входных сигналов каждого наименования (SP, DP);
- источник информации.

Перечень входных дискретных сигналов, передаваемых цифровым кодом представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- наименование сигнала;
- тип оборудования;
- количество оборудования данного типа;
- количество сигналов каждого наименования.

Определить общее количество сигналов по каждому типу оборудования.

5.3.3.4. Представить обобщенный расчет количества сигналов по каждому виду оборудования с разбивкой по подсистемам и общее количество сигналов, собираемых в АСУ ТП (ССПИ).

5.3.3.5. Решения по организации измерений, организуемых средствами АСУ ТП (ССПИ) и интегрируемых в АСУ ТП (ССПИ), и их метрологическому обеспечению выполнить с оформлением самостоятельным подразделом.

5.3.3.6. Решения по обмену оперативной технологической информацией ЦУС ДРСК, Амурское РДУ на базе протоколов МЭК: выбор направления обмена, определение состава и объема информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления обмена по вновь вводимому (модернизируемому) оборудованию, расчет требуемой пропускной способности каналов связи.

Перечень сигналов ТИ, ТС и ТУ, передаваемых в ЦУС ДРСК, Амурское РДУ представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- диспетчерское наименование присоединения, системы (секции) шин;
- перечень сигналов ТИ, ТС и ТУ, передаваемых в ДЦ Амурского РДУ;
- перечень сигналов ТИ и ТС и ТУ, передаваемых в ЦУС ДРСК.

5.3.3.7. Перечень сигналов ТИ, ТС и ТУ должен определяться в соответствии с утвержденной схемой электрической принципиальной ПС 110 кВ Ивановка.

Для объекта должно быть предусмотрено два независимых канала связи для передачи телеинформации в направлении ЦУС ДРСК, ДЦ Амурского РДУ.

5.3.3.8. Протокол обмена телеинформацией с ДЦ Амурского РДУ и ЦУС АО «ДРСК» по двум независимым каналам связи, обеспечивающим организацию отказоустойчивой структуры обмена информацией, должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004. Реализация протокола и организация обмена должна

соответствовать «Методическим рекомендациям по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой АО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104».

Технические решения к организации СДТУ и телемеханики выполнить отдельными томами (разделами), в соответствии п. 5 технических требований на разработку проектной и рабочей документации на Реконструкцию ПС 110 кВ Ивановка (Приложение 1)

5.3.4. В части технических решений по АИИС КУЭ на реконструируемой ПС выполнить/определить:

- 5.3.4.1. Решения по модернизации АИИС КУЭ ПС;
- 5.3.4.2. Структурную схему АИИС КУЭ ПС, включая используемые каналы связи (основные, резервные) для передачи информации ДРСК;
- 5.3.4.3. Перечень информационно-измерительных каналов (ИИК) с указанием классов точности средств измерений (ТТ, ТН, счетчиков), коэффициентов трансформации ТТ, ТН и типа учета (коммерческий/технический);
- 5.3.4.4. Схему расположения оборудования с привязкой к однолинейной схеме;
- 5.3.4.5. Кабельный журнал;
- 5.3.4.6. Схему подключения приборов учета (вторичных цепей, интерфейсных цепей);
- 5.3.4.7. Схему электрическую принципиальную системы АИИС КУЭ;
- 5.3.4.8. Спецификации на оборудование;
- 5.3.4.9. Сметный расчет на организацию учета;
- 5.3.4.10. В пояснительной записке выполнить:
 - Расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (глава 1.4, п.1.5.17 ПУЭ-6 и ПУЭ-7);
 - Проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверка сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (п.1.5.19 ПУЭ-6 и ПУЭ-7).

Технические решения по организации АИИС КУЭ выполнить отдельным томом (разделом) в соответствии п. 4 технических требований на разработку рабочей документации на Реконструкцию ПС 110 кВ Ивановка (Приложение 1).

5.3.5. В части создания/модернизации систем связи выполнить/определить:

5.3.5.1. Организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации (отдельным томом) в соответствующие предприятия электроэнергетики (ДРСК) с использованием узлов связи ЕТССЭ (ОУС, РУС) включая:

5.3.5.1.1. Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) и системы передачи (СП), (указать объекты, направления, участки, в том числе существующие и предусмотренные в другой проектной документации).

Емкость волоконно-оптического кабеля - уровень СП, тип и число ОВ определить в проектной документации, исходя из перспективного развития и потребностей в передаваемой информации.

5.3.5.1.2. Системы ВЧ-связи, включая каналобразующее оборудование, оборудование обработки и присоединения, между ПС и на отходящих от ПС ВЛ.

5.3.5.2. В составе проектной документации должны быть разработаны и обоснованы организационно-технические решения по созданию новых и

модернизации существующих систем связи, включая:

1) Таблицу распределения информационных потоков (принципы организации каналов должны соответствовать действующим правилам организации диспетчерско-технологического управления).

2) Сопряжение со смежными системами связи, а также решения по подключению технологических и корпоративных систем объекта (РЗА, АСУ ТП (ССПИ), АИИС КУЭ, ЛВС, телефония и т.д.) к системам связи.

3) Организацию систем маршрутизации и коммутации для сетей передачи данных.

4) Систему IP-адресации и нумерации.

5) Организацию системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, системы тактовой синхронизации, электропитания.

6) Организацию линейно-кабельных сооружений, включая решения по приведению в нормативное состояние существующих ВЛ в объеме необходимом для обеспечения возможности подвески ВОК.

7) Решения по подготовке (приспособлению) помещений для размещения оборудования связи.

8) Организацию эксплуатации, включая ремонтно-восстановительные работы.

9) Состав оборудования с указанием наименований и обозначений оборудования, приведенных на схемах.

II этап проектирования считается принятым после предоставления Заказчику положительного заключения негосударственной экспертизы.

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

В разделе должны быть приведены обосновывающие расчеты, подтверждающие достаточность мероприятий, предусмотренных проектом, по обеспечению требований ЭМС.

5.3.7. Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» выполнить в соответствии с действующими отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов и оформить отдельным томом.

5.3.8. Проект организации строительства (ПОС) с определением продолжительности выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая предложения по выделению очередей и этапов строительства.

5.3.9. Раздел «Охрана окружающей среды». Перечень мероприятий по охране окружающей среды» оформить отдельным томом.

5.4. III этап проектирования «Разработка и согласование рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».

Разработка РД выполняется на основании утвержденной ПД.

Рабочая документация, выполненная на III этапе, должна быть согласованна в требуемом объеме с ДРСК и ОДУ Востока.

В составе рабочей документации привести данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА на основании проектного расчета, а также принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств (п.5.14. СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная

защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации».

В составе разрабатываемой рабочей документации по РЗА должны содержаться следующие материалы:

- схемы распределения по ТТ и ТН устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, АИИС КУЭ);

- принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами ВЧ связи, устройствами передачи аварийных сигналов и команд;

- данные по параметрированию (конфигурированию) устройств РЗА;
- схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА;
- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА (в случае необходимости);

- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;

- принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей;

- решения по интеграции устанавливаемых комплексов и устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации;

6. Требования к подрядной организации:

6.1. Необходимо предоставить копию СРО, оформленное в соответствии с действующим законодательством, о допуске к следующим видам работ (согласно Приказа Минрегиона РФ от. 30.12.2009 г. №624 «Об утверждении Перечня видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства»), в том числе:

I. Виды работ по инженерным изысканиям

1. Работы в составе инженерно-геодезических изысканий

1.3. 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

2.2. Проходка горных выработок с их опробованием, лабораторные исследования физико-механических свойств грунтов и химических свойств проб подземных вод.

4. Работы в составе инженерно-экологических изысканий:

4.1. Инженерно-экологическая съемка территории.

4.2. Исследования химического загрязнения почвогрунтов, поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха, источников загрязнения.

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;

5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-

технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:

5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений.

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

10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

7. Требования к сметным расчетам.

7.1. Сметная стоимость определяется на основании методических указания по определению сметной стоимости строительства (размещенных на внешнем сайте АО «ДРСК»):

7.1.1. «Порядок определения стоимости проектных работ»;

7.1.2. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий»;

7.1.3. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений»;

7.1.4. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ».

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

7.2.1. В базисном уровне, определяемом на основе действующих сметных норм и цен с использованием территориальных единичных расценок для Амурской области (ТЕР-2001), включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ;

7.2.2. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных РЦЦС (Региональный центр по ценообразованию в строительстве министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Амурской области);

7.2.3. 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).

7.3. 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.

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

7.5. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате программы «WIN RIK» или «Гранд СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.

7.6. Сметные расчеты выполнить с учетом требований «Протокола согласования нормативов для расчетов сметной документации» (Приложение 2 к Техническому заданию).

8. Прочие условия:

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

8.2. Реконструкция ведется в условиях жилой застройки и действующих ЛЭП, вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением и т.п.

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

8.4. Для выполнения изыскательских работ по договору Подрядчик имеет право привлекать иных лиц (субподрядчиков).

В случае привлечения субподрядной организации Генеральный подрядчик должен:

- 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, подтвердить право ведения этих работ заверенными копиями СРО субподрядных организаций.

8.5. 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.

8.6. Подрядчик не вправе заключать с субподрядчиками договоры, общая стоимость которых будет превышать 50 процентов от цены настоящего Договора.

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

8.8. При выполнении рабочей документации необходимо предоставить Заказчику - 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал АО «ДРСК» - «Амурские ЭС» г. Благовещенск и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в Исполнительный аппарат АО «ДРСК» г. Благовещенск, для рассмотрения и согласования с профильными структурными подразделениями АО «ДРСК».

8.9. После рассмотрения и согласования АО «ДРСК», ОДУ Востока предоставить 4 экземпляра на бумажном носителе и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал АО «ДРСК» «Амурские ЭС» г. Благовещенск, 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в Исполнительный аппарат АО «ДРСК» г. Благовещенск.

8.10. Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования ДРСК, ОДУ Востока.

8.11. Проектная организация предоставляет ДРСК, ОДУ Востока все расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном виде в формате ПК «RastrWin» (*.rg2, *.grf).

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
Расчетные модели	RastrWin	.rg2, .grf
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, РД) 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.

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

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

9. Исходные данные для проектирования:

9.1. Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их Заказчиком проектной организации определяются договором на разработку рабочей документации.

10. Заказчик: Филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Амурские ЭС».

12. Срок выполнения рабочей документации:

Начало проектирования – с момента заключения договора.

Окончание – 31 декабря 2017 года

Приложение: 1. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации на реконструкцию ПС 110 кВ Ивановка на 7 л. в 1 экз.

2. Технические условия по индивидуальному проекту на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» от 09.03.2016 № 15-09/153/3115.

3. Протокол согласования нормативов для расчета сметной документации на 4 л. в 1 экз.

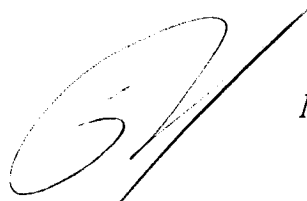
**Начальник департамента
капитального строительства и инвестиций**



Ю.Е.Осинцев

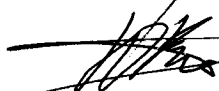
СОГЛАСОВАНО:

**Заместитель главного инженера по эксплуатации
и ремонту - начальник департамента**



М.Н.Голота

**Заместитель главного инженера по оперативно-
технологическому управлению
-начальник департамента**



Ю.Б.Кантовский

**Начальник департамента перспективного
развития и технологического присоединения**



П.Г.Чеховский

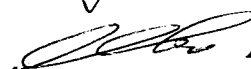
**Начальник департамента транспорта
и учета электроэнергии**



С.В.Коротков

От филиала «Амурские ЭС»:

И.о. заместителя директора - главного инженера

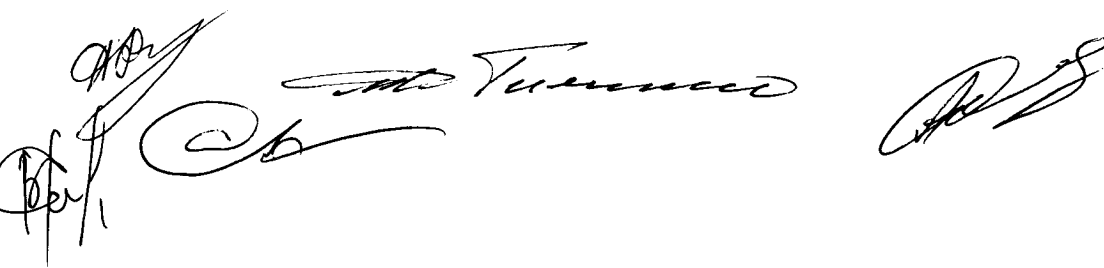


А.В.Щебенков

**Заместитель директора
по развитию и инвестициям**



А.А.Майоров



**Лист согласования
технического задания на разработку рабочей документации
по объекту «Реконструкция ПС 110 кВ Ивановка»**

Начальник ПТС



Д.В. Матющенко

Начальник службы УиККЭ



В.Ю. Руденко

Начальник службы СДТУ



П.А. Величков

Начальник сектора РЗиА



В.А. Макаревич

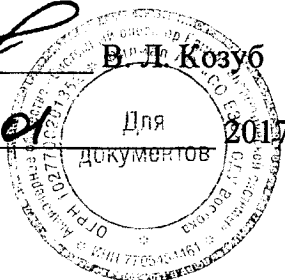
Директор СП ЦЭС



В.А. Гаврилов

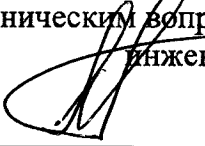
СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
Филиала АО «СО ЕЭС»
ОДУ Востока

« 13 » 01 2017 г.
М.П. 

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель Генерального директора
по техническим вопросам – главный
инженер АО «ДРСК»


А. В. Михалев
« 17 » 01. 2017 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 110 кВ Ивановка»

1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС

1.1. В составе проектной документации выполнить:

1.1.1. Реконструкцию РУ 110 кВ с полной заменой оборудования, формированием дополнительной линейной ячейки, ячейки секционного выключателя и трансформатора напряжения.

1.1.2. Реконструкцию РУ 35 кВ с полной заменой оборудования и формированием ячейки секционного выключателя.

1.1.3. Замену силового трансформатора Т2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

1.1.4. Частичную замену оборудования ОПУ.

1.2. Схему РУ -110 кВ принять № 110-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» с привязкой к существующей и проектируемой схеме заходов ВЛ-110 кВ.

1.3. Компоновку РУ-110 кВ выполнить с применением ячейковых порталов и гибкой ошиновки.

1.4. Схему РУ-35 кВ принять № 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» с привязкой к существующей схеме заходов ВЛ-35 кВ.

1.5. Компоновку оборудования РУ-35 кВ выполнить с применением блоков КТПБ 35 кВ высокой заводской готовности. Ошиновку выполнить с применением ячейковых порталов и гибкой ошиновки или с применением жесткой ошиновки. Исполнение ошиновки определить на основе технико-экономического сравнения и результатов обследования существующих порталов.

1.6. На основании результатов обследования существующей ПС определить возможность использования существующих порталов 110 и 35 кВ, необходимость реконструкции кабельных каналов в помещении ОПУ.

1.7. Фундаменты для установки оборудования принять поверхностные (уточнить при проектировании).

1.8. Исполнение ошиновки между силовыми трансформаторами и РУ 35 кВ определить проектом, согласовать с заказчиком. Ошиновку между силовыми трансформаторами и РУ 10 кВ принять гибкую, воздушного исполнения.

1.9. Прокладку силовых и контрольных кабелей по территории подстанции выполнить в поверхностных железобетонных лотках, с учетом организации проезда по территории ПС.

1.10. Оперативную блокировку на ПС принять электромагнитную.

1.11. Провести обследование и при необходимости предусмотреть реконструкцию маслоприемника силового трансформатора (Т-2), подлежащего замене.

1.12. Выполнить расчет и проектирование заземляющего устройства ПС и защиты от грозовых и внутренних перенапряжений.

1.13. Выполнить проектом переустройство заходов ВЛ 10 кВ со стороны захода проектируемой ВЛ 110 кВ Ивановка-НПЗ.

1.14. Освещение РУ 110 кВ, РУ 35 кВ, предусмотреть с применением энергосберегающих технологий.

1.15. Исполнение периметрального ограждения ПС определить проектом с учётом организации проезда по территории подстанции.

1.16. Исполнение пожарно-охранной сигнализации и инженерно-технических средств охраны ПС с устройством видеонаблюдения и выводом на ДП СП «ЦЭС» определить проектом, согласовать с заказчиком.

2. Основное силовое электрооборудование

2.1. Силовой трансформатор (Т-2) принять трехобмоточный с естественной циркуляцией масла, принудительной циркуляцией воздуха и регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 16 МВА.

2.2. Выключатели 110 кВ, принять элегазовые баковые (тип и конструктивное исполнение определить проектом) со встроенными трансформаторами тока.

2.3. Выключатели 35 кВ, принять элегазовые баковые (тип и конструктивное исполнение определить проектом) со встроенными трансформаторами тока.

2.4. Трансформаторы напряжения 110 кВ принять емкостные, поставляемые изготовителем в полностью собранном виде, не требующие эксплуатационного обслуживания.

2.5. Исполнение щитов собственных нужд и постоянного тока определить проектом. Предусмотреть размещение щитов в помещении ОПУ.

2.6. Типы и марки выбранного оборудования согласовать с Заказчиком.

3. Оборудование РЗА

3.1. Оперативный ток на подстанции принять постоянный.

3.2. Центральную сигнализацию выполнить на микропроцессорном терминале в одном шкафу. На лицевой стороне шкафа предусмотреть мнемосхему с ключами

управления ВЛ 110 «Волково», ВЛ 110 «Полевая» и цифровые электроизмерительные приборы (ваттварметры).

3.3. В шкафу защиты и автоматики силовых трансформаторов Т-1, Т-2 предусмотреть микропроцессорные терминалы защиты трёхобмоточного трансформатора, защиты и автоматики ввода 110 кВ, защиты и автоматики ввода 35 кВ, регулирования напряжения. На лицевой стороне шкафов предусмотреть мнемосхему с ключами управления выключателями вводов 110, 35, 10 кВ и цифровые электроизмерительные приборы (амперметры, ваттварметры, указатели положения РПН).

3.4. В шкафу защиты и автоматики СВ-35 кВ предусмотреть микропроцессорный терминал защиты и автоматики секционного выключателя 35 кВ. На лицевой стороне шкафа предусмотреть мнемосхему с трансформаторами напряжения 10 кВ, ключами управления ВЛ 110 «НПЗ», СВ-110, СВ-35, СВ-10 и цифровые электроизмерительные приборы (амперметры, ваттварметры, киловольтметры).

3.5. В шкафу трансформаторов напряжения 110, 35 кВ предусмотреть микропроцессорные терминалы ТН-35 кВ, ТН-110 кВ выполнить без терминалов. На лицевой стороне шкафа предусмотреть мнемосхему с трансформаторами напряжения 110, 35 кВ и цифровые электроизмерительные приборы (киловольтметры).

3.6. В шкафу защиты и автоматики линий 35 кВ предусмотреть микропроцессорные терминалы защиты и автоматики линий 35 кВ. На лицевой стороне шкафа предусмотреть мнемосхему с ключами управления ВЛ 35 и цифровые электроизмерительные приборы (ваттварметры).

3.7. Предусмотреть микропроцессорный шкаф оперативной блокировки. В шкафу оперативной блокировки предусмотреть блок питания цепей оперативной блокировки.

3.8. В шкафу защиты и автоматики секционного выключателя 110 кВ предусмотреть микропроцессорный терминал защиты и автоматики.

3.9. В шкафах дифференциальной защиты шин 110 кВ предусмотреть микропроцессорные терминалы защиты.

3.10. Проектные решения по РЗА выполнить с учетом фактически установленных быстродействующих защит существующих ВЛ 110 кВ, а также проектной документации «Строительство ПС 110/10 кВ НПЗ, ВЛ 110 кВ Ивановка-НПЗ, заходов ВЛ 110 кВ Силикатная-Среднебелая в РУ 110 кВ ПС 110 кВ НПЗ с образованием ВЛ 110 кВ Силикатная-НПЗ и ВЛ 110 кВ Среднебелая-НПЗ разработанной ООО «Дальэлектропроект».

3.11. Для подключения микропроцессорных устройств применить экранированный контрольный кабель не распространяющий горение, с низким дымо- и газовыделением, предназначенный для эксплуатации в кабельных сооружениях и помещениях.

3.12. Тип и марки выбираемого оборудования и материалов согласовать с заказчиком.

3.13. Предусмотреть проектом мероприятия по проверке на электромагнитную совместимость.

4. Средства учета электроэнергии

4.1. На линиях и секционном выключателе 110 кВ, линиях и секционном выключателе 35 кВ предусмотреть установку системы коммерческого учета электроэнергии с применением счетчиков учета активной и реактивной энергии, двунаправленного; класса точности 0,5S - для активной энергии, 1 – для реактивной энергии, наличие двух интерфейсов связи RS485; номинальное напряжение 3*57,7/100 В; номинальный (максимальный) ток 5(7,5) А; с возможностью подключения резервного питания, фиксирования профиля мощности не менее 4 месяцев и журнала событий.

Обеспечить возможность интегрирования системы учета электроэнергии в действующую АИИС КУЭ подстанций филиала «Амурские ЭС», выполненную на базе программного обеспечения сEnergo (ИИС Энергомера).

Тип приборов учета определить в проекте и согласовать с заказчиком.

4.2. Чувствительность системы учета электроэнергии должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения.

4.3. Предусмотреть трансформаторы тока классом точности 0,5S с отдельными обмотками для измерений и коммерческого учета. Выполнить проверку по условиям релейной защиты, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки. Схему установки трансформаторов тока определить в проекте и согласовать с заказчиком.

4.4. Предусмотреть трансформаторы напряжения классом точности 0,5 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.

4.5. Предусмотреть в измерительных цепях точек измерений возможность замены электросчётчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок типа «ЛИМГ»).

4.6. Предусмотреть автоматизированную передачу данных с приборов учета электроэнергии в АО «ДРСК» и филиал АО «ДРСК» - «Амурские ЭС», г. Благовещенск. Тип УСПД и его спецификацию определить в проекте и согласовать с заказчиком.

4.7. Обеспечить подключение приборов учета всех присоединений к УСПД.

4.8. Оборудование уровня ИВКЭ (устройство сбора и передачи данных (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.

4.9. Для повышения надёжности хранения и получения коммерческой информации при пропадании питания счетчика, должны быть предусмотрены соответствующие технические решения по оборудованию независимого резервного источника питания.

5. Организация связи

5.1. В ходе реконструкции ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, предусмотреть замену всех ВЧ обработок по направлениям: ВЛ 110 кВ «Волково» фаза В, ВЛ 110 кВ «Полевая» фазы В и С, ВЛ 35 кВ «Алексеевка» фазы А и С, ВЛ 35 кВ «Дмитриевка» фаза В, ВЛ 35 кВ «Правовосточное» фаза В.

5.2. Предусмотреть замену всех ВЧ фидеров от обработок до ВЧ кросса в комнате связи.

5.3. Предусмотреть замену устаревших аналоговых комплектов ВЧ оборудования на современное цифро-аналоговое ВЧ оборудование с возможностью передачи данных, по направлениям «Полевая» (4 канала), «Центральная» (4 канала), «Ерковцы» (1 канал), «Алексеевка» (1 канал), «Дмитриевка» (1 канал), «Правовосточное» (1 канал).

5.4. Предусмотреть размещение нового ВЧ оборудования в телекоммуникационных шкафах 19" высотой 42 U, с стеклянными дверями.

5.5. Новые телекоммуникационные шкафы разместить в комнате связи на месте демонтированного ВЧ оборудования.

5.6. Предусмотреть установку системы кондиционирования в комнате связи.

5.7. Предусмотреть организацию оптической вставки на 16 ОВ (одномод) между шкафом ТМ и шкафом щита диспетчерского пункта.

5.8. Систему телемеханики выполнить в полном объёме (телеуправление, телеизмерение, телесигнализация) по всем присоединениям 110 кВ, 35 кВ и В-10Т1, В-10Т2, СВ-10 кВ. Объем телемеханизации согласовать с филиалом АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ. Телемеханизацию выполнить на аппаратуре типа КП «Исеть» или аналогичной, которая будет полностью совместима с существующей на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления, с использованием микропроцессорных измерительных преобразователей. Тип микропроцессорных измерительных преобразователей согласовать с заказчиком.

5.9. Система сбора и передачи информации на ПС 110 кВ Ивановка должна соответствовать следующим требованиям:

- методы передачи телеинформации должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, т.е. система сбора телеинформации энергообъекта должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу;
- передача информации в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ и ДП филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» должна осуществляться в абсолютных значениях измеряемых величин по основному и резервному каналам связи без промежуточной обработки;

- телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени от низовых устройств;
- в тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5;
- суммарное время на измерение и передачу телеинформации (телеизмерений, телесигнализации) с ПС должно находиться в пределах одной (1) секунды.

5.10. Оборудование телемеханики разместить в шкафах 19" высотой 42 U, с стеклянными дверями.

5.11. Подключение микропроцессорных терминалов защит осуществить по интерфейсу RS-485 к серверу ТМ, через преобразователи интерфейса с разделением по секциям и уровням напряжения.

5.12. Предусмотреть установку сервера на базе промышленного компьютера с предустановленным системным ПО и ОИК, полностью совместимого с существующей системой на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления. Характеристики сервера согласовать с заказчиком. Предусмотреть обновление существующего ПО ОИК Диспетчер NT.

5.13. Организовать связь сервера телемеханики с диспетчерским пунктом на коммутаторе третьего уровня с установкой SFP модулей и подключением их через оптическую вставку (п.5.7.)

5.14. Оборудование ТМ (п. 5.9-5.11) разместить в существующем шкафу ТМ в комнате связи.

5.15. Для резервирования электропитания аппаратуры связи и телемеханики 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.


5.16. При проектировании предусмотреть проектные решения по организации СДТУ с учетом проекта «Строительство ПС 110 кВ НПЗ, ВЛ 110 кВ Ивановка-НПЗ, заходов ВЛ 110 кВ Силикатная-Среднебелая в РУ 110 кВ ПС 110 кВ НПЗ с образованием ВЛ 110 кВ Силикатная-НПЗ и ВЛ 110 кВ Среднебелая - НПЗ» разработанного ООО «Дальэлектропроект».

Зам. главного инженера по эксплуатации и ремонту - начальник департамента АО «ДРСК»

 ***М.Н. Голота***

Согласовано:

/Начальник службы технической эксплуатации

 ***А.В. Бичевин***

Начальник службы РЗАИ



А.Ю. Смирных

Начальник отдела учета электроэнергии



С.А. Тимченко

Зам. начальника ЦССТДУ



С.В. Лушников

Начальник СПР



Д.А. Гриднев

*И.о. зам. директора – главного инженера
Филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС»*



А.В. Щебенков



**Лист согласования
технических требований на разработку рабочей документации
по объекту «Реконструкция ПС 110 кВ Ивановка»**

Начальник ПТС



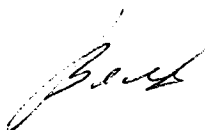
Д.В. Матющенко

Начальник службы УиККЭ



В.Ю. Руденко

Начальник службы СДТУ



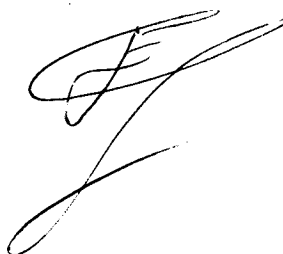
П.А. Величков

Начальник сектора РЗиА



В.А. Макаревич

Главный инженер СП ЦЭС



Е.В. Соловьев

Приложение А к договору об
осуществлении технологического
присоединения к электрическим сетям
от _____ № _____

СОГЛАСОВАНО

Директор по развитию технологий
диспетчерского управления
Филиала ОАО «СО ЕЭС»



О. В. Сарапулов
_____ 2016 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ ПРОЕКТУ
на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК»**

№ 15-09/153/3115

«__» _____ 2016 г.

Сетевая организация: Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (далее по тексту - АО «ДРСК»).

Заявитель: Общество с ограниченной ответственностью «Амурская Энергетическая Компания».

Основание: Заявка на технологическое присоединение вх. филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» от 05.10.2015 № 3115 с учетом писем от 22.15.2015 № 496 и от 15.01.2016 № 01-06/24.

1. Наименование и место нахождения энергопринимающих устройств заявителя:
Амурский НПЗ, расположенный в Амурской области, Ивановском районе, с. Березовка.

2. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств Заявителя составляет: 50 МВт.

3. Категория надежности электроснабжения энергопринимающих устройств Заявителя (в соответствии с заявкой):
I категория надежности электроснабжения.

4. Класс напряжения в точках присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК»: 10 кВ.

5. Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение вновь сооружаемых в процессе технологического присоединения

энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 50 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя, с образованием после выполнения настоящих технических условий 38 (тридцать восемь) точек присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

- 4 (четыре) линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ НПЗ с максимальной мощностью 4,9 МВт в каждой точке присоединения;
- 2 (две) линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ НПЗ с максимальной мощностью 4,6 МВт в каждой точке присоединения;
- 2 (две) линейные ячейки РУ 10 кВ ПС 110 кВ НПЗ с максимальной мощностью 2 МВт в каждой точке присоединения;
- 20 (двадцать) линейных ячеек РУ 10 кВ ПС 110 кВ НПЗ с максимальной мощностью 0,63 МВт в каждой точке присоединения;
- 10 (десять) линейных ячеек РУ 10 кВ ПС 110 кВ НПЗ с максимальной мощностью 0,46 МВт в каждой точке присоединения.

6. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК» (в том числе путем урегулирования взаимоотношений с третьими лицами):

6.1. Реконструкция ПС 220 кВ Благовещенская с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная с отпайкой на ПС Птицефабрика трансформаторов тока с номинальным током первичной обмотки 300 А на трансформаторы тока с номинальным током первичной обмотки не менее 400 А.

6.2. Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск с заменой в линейной ячейке ВЛ 110 кВ Белогорск – Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка трансформаторов тока с номинальным током первичной обмотки 300 А на трансформаторы тока с номинальным током первичной обмотки не менее 400 А.

6.3. Реконструкция ПС 110 кВ Среднебелая с принятием нетиповой схемы РУ 110 кВ ПС 110 кВ Среднебелая - «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки со стороны трансформаторов» (схему РУ 110 кВ ПС 110 кВ Среднебелая уточнить при проектировании).

6.4. Реконструкция ПС 110 кВ Силикатная с изменением существующей схемы РУ 110 кВ на нетиповую схему - «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки со стороны трансформаторов» (схему РУ 110 кВ ПС 110 кВ Силикатная уточнить при проектировании).

6.5. Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ивановка с изменением существующей схемы РУ 110 кВ на типовую схему № 110-9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой ячейки секционного выключателя, расширением на одну линейную ячейку и установкой второго трансформатора напряжения 110 кВ.

6.6. Перевод ВЛ 35 кВ Силикатная – Березовка на напряжение 110 кВ с освобождением линейной ячейки 35 кВ на ПС 110 кВ Силикатная и перезаводом в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Силикатная, с отсоединением от РУ 35 кВ ПС 35 кВ Березовка и образованием участка ВЛ 110 кВ Силикатная – Березовка.

6.7. Сооружение участка ВЛ 110 кВ Среднебелая – Березовка до участка ВЛ 110 кВ Силикатная – Березовка с образованием ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая.

6.8. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 6 настоящих

технических условий, противоаварийной и сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики в соответствии со следующими требованиями:

- с поддержкой стандартных протоколов обмена, совместимых с АСУ ТП (ССПИ) на существующих объектах электросетевого хозяйства. Протоколы обмена согласовать с АО «ДРСК» и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ (далее по тексту - Амурское РДУ);

- схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с АО «ДРСК» и Амурским РДУ.

6.9. Оснастить основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в разделе 6 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи в соответствии со следующими требованиями:

- технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с АО «ДРСК» и Амурским РДУ, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР);

- устройства сбора и передачи телеинформации должны быть интегрированы в существующие АСУ ТП (ССПИ).

6.10. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 6 настоящих технических условий, телефонной связью с диспетчерским персоналом Амурского РДУ и оперативным персоналом филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

6.11. Выполнить на объектах электросетевого хозяйства, указанных в пунктах 6.1 и 6.2 настоящих технических условий, учет электроэнергии в соответствии с главой 1.5 «Учет электроэнергии» Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204 и главой 10 «Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках» «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442.

6.12. Оснастить перечисленные в разделе 6 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

6.13. Мероприятия, указанные в пунктах 6.6, 6.7, выполняются в рамках реализации утвержденной «Инвестиционной программы филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» на 2014 – 2017 годы».

6.14. Мероприятия, указанные в разделе 6 настоящих технических условий, выполнить на основании проектной документации. Задание на проектирование и проектную документацию согласовать с филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока (далее по тексту - ОДУ Востока) и АО «ДРСК».

7. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК» или Заявителем по выбору последнего при заключении договора на технологическое присоединение:

7.1. Сооружение ПС 110 кВ НПЗ:

- с установкой трех трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, оснащенных устройствами РПН;

- РУ 110 кВ выполнить по нетиповой схеме с одной рабочей системой шин, секционированной двумя выключателями (уточнить при проектировании);
- РУ 10 кВ выполнить по нетиповой схеме с одной рабочей системой шин, секционированной двумя выключателями (уточнить при проектировании).

7.2. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая, ориентировочной протяженностью 1 км каждый, в РУ 110 кВ ПС 110 кВ НПЗ с образованием ВЛ 110 кВ Силикатная – НПЗ и ВЛ 110 кВ Среднебелая - НПЗ.

7.3. Сооружение одноцепной ВЛ 110 кВ Ивановка – НПЗ ориентировочной протяженностью 35 км.

7.4. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 7 настоящих технических условий, противоаварийной и сетевой автоматикой, а также вновь вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики в соответствии со следующими требованиями:

- с поддержкой стандартных протоколов обмена, совместимых с АСУ ТП (ССПИ) на существующих объектах электросетевого хозяйства. Протоколы обмена согласовать с АО «ДРСК» и Амурским РДУ;

- схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с АО «ДРСК» и Амурским РДУ.

7.5. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объектах электросетевого хозяйства, указанных в разделе 7 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи в соответствии со следующими требованиями:

- технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с АО «ДРСК» и Амурским РДУ, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

- устройства сбора и передачи телеинформации должны быть интегрированы в существующие АСУ ТП (ССПИ).

7.6. Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 7 настоящих технических условий, телефонной связью с диспетчерским персоналом Амурского РДУ и оперативным персоналом филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

7.7. На ПС 110 кВ НПЗ выполнить учет электроэнергии в соответствии с главой 1.5 «Учет электроэнергии» Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204 и главой 10 «Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках» «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442.

7.8. Оснастить перечисленные в разделе 7 настоящих технических условий устройства и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

7.9. Мероприятия, указанные в разделе 7 настоящих технических условий, выполнить на основании проектной документации. Задание на проектирование и проектную документацию согласовать с АО «ДРСК» и ОДУ Востока.

8. Мероприятия, выполняемые заявителем в границах собственного земельного участка:

8.1. Сооружение необходимого количества РП 10 кВ, ТП 10/0,4 кВ, ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ НПЗ до энергопринимающих устройств Заявителя.

8.2. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 8 настоящих технических условий сетевой автоматикой, а также впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на этих объектах микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики.

8.3. Предусмотреть участие нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (ОН, АЧР, ЧАПВ). Объем управляющих воздействий и перечень присоединений, которые могут быть отключены устройствами ПА, определить в проектной документации, выполняемой в соответствии с пунктом 8.7 настоящих технических условий, и согласовать с Амурским РДУ.

8.4. Для электроснабжения энергопринимающих устройств Заявителя, включенных в объем технологической и аварийной брони, а также электроприемников, относящихся к особой категории первой категории надежности, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

8.5. В случае выявления, при проектировании, возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $\text{tg}\varphi < 0,4$ в точках присоединения к РУ 10 кВ ПС 110 кВ НПЗ, в целях поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 8 настоящих технических условий средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения.

8.6. При наличии нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключающие ухудшение качества электроэнергии в сети АО «ДРСК» в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

8.7. Мероприятия, указанные в разделе 8 настоящих технических условий, выполнить на основании проектной документации. Задание на проектирование и проектную документацию согласовать с Амурским РДУ и АО «ДРСК».

9. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей Амурского РДУ и АО «ДРСК».

10. Получить от АО «ДРСК» акт о выполнении технических условий, согласованный ОДУ Востока.

11. Обеспечить участие представителей АО «ДРСК» и Амурского РДУ в осмотре (обследовании) присоединяемых объектов электросетевого хозяйства должностным

лицом органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор.

12. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя, АО «ДРСК» и объектов третьих лиц, указанных в настоящих технических условиях.

13. Настоящие технические условия действительны 5 лет с даты их утверждения АО «ДРСК» при условии согласования ОДУ Востока.

14. В случае, если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «ДРСК» и ОДУ Востока с корректировкой утвержденных технических условий.

*Заместитель Генерального директора
по техническим вопросам –
главный инженер АО «ДРСК»*



А. В. Михалев

(дата)

Козлов В.А.
Тел.397-231

ПРОТОКОЛ

согласования нормативов для расчетов сметной документации

№ п/п	Наименование глав, работ и затрат	Порядок определения стоимости прочих работ и затрат в текущем уровне цен (ссылки на законодательные и нормативные документы).
1	<i>Локальные сметные расчеты</i>	
1.1	Выполнение локальных сметных расчетов	Локальные сметные расчеты выполняются в базисном уровне цен (редакция 2009г. с учетом изменений), в соответствии с действующими нормативными и методическими документами, внесенными в федеральный реестр сметных нормативов подлежащих применению при определении сметной стоимости объектов. Расчет производится по ТЕР, ТЕРм, ТССЦпг, ТЭСМ, ТЕРп и ТССЦ. Исключением являются: ЭС ЕАО и Южно-Якутские ЭС, расчет смет производится по ФЕР (федеральным единичным расценкам).
1.2	Накладные расходы	Принимаются по видам работ от фонда оплаты труда в соответствии с МДС 81-33.2004, МДС 81-34.2004, письмом Госстроя от 27.11.2012 № 2536-ИП/12/ГС
1.3	Сметная прибыль	Принимаются по видам работ от фонда оплаты труда в соответствии с МДС 81-25.2004, письмом ФАСиЖКХ от 18.11.2004 №АП-5536/06, письмом Госстроя от 27.11.2012 № 2536-ИП/12/ГС
1.4	Стоимость материалов, конструкций и изделий	Определяется по ТССЦ соответствующего региона и ФССЦ. Перевозка материалов, конструкций и изделий учтена на расстояние определенное РЦЦС (Хабаровский и Приморские края, федеральные сборники - 30км), (Амурская область - 10 км). Транспортировка грузов свыше указанного расстояния учитывается дополнительно. При отсутствии материала в сборнике, стоимость может определяться по прайс-листам заводов - изготовителей, но не выше стоимости аналогичного материального ресурса, указываемого в региональных аналитических изданиях, публикующих информацию о средних сметных ценах на основные строительные ресурсы. В сметной стоимости материалов, определенных по данным заводов-изготовителей или поставщиков, дополнительно учитываются транспортные расходы по его доставке на приобъектный склад строящегося объекта и заготовительно-складские расходы (строительные материалы - 2%, металлоконструкции - 0,75%).
1.5	Определение затрат на перевозку грузов	Затраты на перевозку грузов зависят от транспортных схем доставки материалов, условий и расстояний их транспортировки. Транспортные расходы рекомендуется определять на основании калькуляций транспортных расходов по группам материалов в соответствии с транспортной схемой доставки (ПОС) материалов. При калькулировании стоимости транспортных расходов должны учитываться тарифы на грузовые перевозки различными видами транспорта, в том числе по железнодорожным перевозкам, принимать стоимость по действующим нормативным документам и прейскурантам естественных монополий с учетом индексов.

1.6	Стоимость оборудования	Определяется по ценам поставщиков и включается в смету с учетом стоимости запасных частей, необходимых для обеспечения работы оборудования в процессе его наладки, пуска и освоения, стоимости тары и упаковки, транспортных расходов по доставке оборудования от поставщика до приобъектного склада, а так же средств на заготовительно-складские расходы. При отсутствии возможности определения транспортных затрат методом калькулирования принимаем: затраты на транспортные расходы в размере 3 - 6% от отпускной цены оборудования; расходы на комплектацию оборудования в размере от 0,5 - 1% от его отпускной цены; заготовительно-складские расходы в размере не менее 1,2% от суммы всех затрат на оборудование, включая отпускную цену; затраты на стоимость тары и упаковки до 1,5% от стоимости оборудования; затраты на стоимость запасных частей принимаются в размере до 2% от отпускной цены на оборудование.
2	Сводный сметный расчет	
2.1	Глава 1. Подготовка территории строительства	
2.1.1	Оформление земельного участка и разбивочные работы:	
2.1.1.1	Затраты по отводу земельного участка	Определяются по расчету, составленным исходя из площади отводимых участков и договорных цен, установленных организациями-исполнителями и включаются в графы 7, 8.
2.1.1.2	Затраты по разбивке основных осей зданий и сооружений, переносу их в натуру и закреплению пунктами и знаками	Определяются по расчету на основании Сборников цен на изыскательские работы для строительства и включаются в графы 7, 8. Средства на выполнение строительных работ по закреплению в натуре пунктов и знаков включаются в графы 4 и 8.
2.1.1.3	Плата за землю при изъятии (выкупе) земельного участка для строительства, а также выплата земельного налога (аренды) в период строительства	Определяется на основании Закона РФ "О плате за землю" от 11.10.91 №1738-1 (с изменениями и дополнениями), Земельным кодексом РФ, Постановлением Правительства РФ от 15.03.97 №319 "О порядке нормативной цены земли" (п.8 приложение 8), Федеральным законом "Об оценочной деятельности в РФ", Методическими рекомендациями по определению рыночной стоимости земельных участков, исходя из размеров земельного налога и нормативной цены земли (графы 7 и 8).
2.1.1.4	Затраты, связанные с получением заказчиком и проектной организацией исходных данных, технических условий на проектирование и проведение необходимых согласований по проектным решениям, а также выполнением по требованию органов местного самоуправления исполнительной контрольной съемки построенных инженерных сетей	Определяются на основании расчетов и цен на эти услуги (графы 7 и 8).
2.1.2	Освоение территории строительства.	

2.1.2.1	Затраты, связанные с компенсацией, возмещением - определяются по расчету	Определяются на основании расчета исходя из положений, приведенных в постановлении Правительства РФ от 07.05.03 №262 "Об утверждении правил возмещения собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственности на земельные участки, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков, либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц" (графы 4, 7 и 8)
2.1.2.2	Затраты, связанные с освоением территории строительства и включаемые в строительно-монтажные работы: освобождение территории строительства, вырубка лесонасаждений, вывозка мусора от разборки, рекультивация нарушенных земель	Определяются на основании проектных данных (объемов работ) и действующих расценок по локальным и объектным сметам (графы 4, 5, 7 и 8)
3	Глава 8. Временные здания и сооружения.	
3.1	Размер средств на временные здания и сооружения	ГСН 81-05-01-2001. Сборник сметных норм затрат на строительство временных зданий и сооружений. При расчете необходимо обращаться на п.2.1 сборника.
4	Глава 9. Прочие работы и затраты.	
4.1	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время	ГСН 81-05-02-2007. Температурная зона - приложение 1 п.25; Дополнительные затраты, связанные с воздействием ветра - п.9 Общих положений.
4.2	Затраты на содержание действующих постоянных и восстановление их после окончания строительства автомобильных дорог	Определяются локальным сметным расчетом на основе ПОС в соответствии с проектными объемами работ по расценкам сборника №27 "Автомобильные дороги" (графы 4, 5 и 8)
4.3	Затраты по перевозке автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций или компенсация расходов по организации специальных маршрутов городского пассажирского транспорта	Определяются расчетами на основе ПОС с учетом обосновывающих данных транспортных предприятий (графы 7 и 8). Затраты по перевозке автотранспортом работников строительно-монтажных организаций к месту и обратно разрешается включать в Сводный сметный расчет в том случае, когда местожительство (пункт сбора) рабочих и служащих находится на расстоянии более 3 км от места работы, а коммунальный или пригородный транспорт либо отсутствует либо не в состоянии обеспечить перевозку работников.
4.4	Затраты, связанные с осуществлением работ вахтовым методом	Определяются расчетами на основе ПОС, которые должны учитывать затраты на содержание и эксплуатацию вахтовых поселков, перевозку вахтовых рабочих до места вахты и оплату суточных в период нахождения в пути (графы 7 и 8)
4.5	Затраты связанные с командированием рабочих для выполнения строительных, монтажных и специальных строительных работ	Затраты, связанные с командированием рабочих для выполнения строительных, монтажных и специальных строительных работ определяются расчетами на основании ПОС или по сметной трудоемкости, определенной в сметной документации (графы 7 и 8), исходя из дальности расстояния до объекта строительства и характера выполняемых работ. Постановление Правительства РФ от 02.10.02 №729.
4.6	Затраты связанные с перебазированием техники	Перебазировка техники определяется расчетом на основании ПОС. (графы 7 и 8)
4.7	Затраты связанные с премированием за ввод в действие построенных объектов	Согласно приложения 8 п.9.8 МДС 81-35.2004 определяются расчетом от итога по графам 4 и 5 сводного сметного расчета на основании письма Госкомтруда СССР и Госстроя СССР от 10.10.91 № 1336-ВК/1-Д. Письмо Управления ценообразования и сметного нормирования Госстроя России от 24.03.2000 № 10-101. Письмо Минрегионразвития РФ от 17.11.2009 №38292-ИП/08 (графы 7 и 8.)

4.8	Исключен	Приказ Минстроя России от 16.06.2014 №294/пр
4.9	Затраты на проведение пусконаладочных работ	Локальные сметные расчеты составляются на основании МДС 81-27-2007 Методические рекомендации по применению государственных элементных сметных норм на пусконаладочные работы. Письмо Росстроя от 05.09.2007 №СК-3253/02. (графы 7 и 8)
4.10	Дополнительные затраты на доставку материалов	Определяется расчетом, который обосновывается проектом организации строительства. (графы 4 и 8)
4.11	Средства на возмещение затрат, связанных с подвижным характером работ в строительстве	Не больше 3,74% по итогу глав 1-8 сводного сметного расчета стоимости строительства без учета стоимости оборудования. (графы 7 и 8)
5	Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль.	
5.1	Содержание службы заказчика	Не больше 1,2% от стоимости строительства объекта. п. 3.2.19 (графы 7 и 8)
5.2	Строительный контроль	Постановление Правительства РФ от 21.06.2010 №468 (графы 7 и 8)
6	Глава 12. Проектно-изыскательские работы.	
6.1	Проектно-изыскательские работы - согласно расчета	Соответствует стоимости договора на проектно-изыскательские работы с учетом письма Минрегиона РФ от 23.06.09 № 19281-ИП/08 (графы 7 и 8)
6.2	Экспертиза проекта - (Постановление Правительства РФ от 05.03.07 №145)	Расчет по приложению к Постановлению Правительства РФ от 05.03.2007 №145 и согласно письму Минрегиона РФ от 18.06.09 № 18712 - ИМ/08. (графы 7 и 8)
6.3	Авторский надзор	0,2% от полной сметной стоимости, учтенной в главах 1 - 9 сводного сметного расчета. Письмо Минрегиона РФ от 25.02.2009г. №4882-СМ/08. (графы 7 и 8)
7	Непредвиденные затраты	
7.1	Непредвиденные затраты	3% (п.4.96 МДС 81-35.2004)
8	НДС 18%	На основании Федерального закона РФ от 07.07.2003г №117-ФЗ.(графы 4-8)
9	Перевод в текущие цены	Сметная документация составляется в базисном, текущем и прогнозном уровне цен. Индексы изменения сметной стоимости СМР применяются в соответствии с рекомендациями РЦЦС. Индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» применяются в соответствии с ежеквартальными письмами Минстроя России.