Лист согласования технического задания
на выполнение инженерных изысканий для подготовки проектной документации, разработку проектной и рабочей документации по объекту «Строительство ВЛ 110 кВ и ПС 110/6,3/6,6 кВ «Синега» для технологического присоединения объекта ОАО по добыче угля «Воркутауголь»

Утверждаю:

Заместитель генерального директора по техническим вопросам – главный инженер ОАО «МРСК Северо-Запада»

_____ /А. Ю. Горохов/

«29» 10 2014 г.

Согласовано:

Заместитель директора по техническим вопросам – главный инженер филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго»

_____/В.Р.Драйдт/

«29» 09 2014 г.

Согласовано:

Первый заместитель директора – главный диспетчер Филиала ОАО «СО ЕЭС» Коми РДУ

_____ /Э. В. Иевлев/

«02» 10 2014 г.

Согласовано:

Заместитель директора по капитальному строительству

_____/Д.Г.Вылегжанин /

«___»_____2014 г.

Согласовано:

Первый заместитель директора - главный инженер ОАО «МЭС Северо – Запада»

_____ / П. Е. Мазур/

«____» _____ 2014 г.

Согласовано:

Начальник Отдела технического развития

_____ /Б.Ю. Серебряков /

«29» 09 2014 г.

Техническое задание
на выполнение инженерных изысканий для подготовки проектной документации, разработку проектной и рабочей документации по объекту «Строительство ВЛ 110 кВ и ПС 110/6,3/6,6 кВ «Синега» для технологического присоединения объекта ОАО по добыче угля «Воркутауголь»

1. Основание для строительства.

1.1. Технические условия от 31.07.2014 №56-02125В/14-001 на технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго» КЛ-6 кВ с ТП потребителей шахты «Заполярная» ОАО «Воркутауголь», утвержденные ОАО «МРСК Северо-Запада» 11.08.2014г.

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

- Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 569447007-29.240.10.028-2009;
- Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.016.-2008;
- Типовая инструкция по учету электрической энергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94);
- Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий (СО 34.49.101-2003);
- Правила устройства электроустановок. Издание 7, утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.07.2002 г. №204;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.06.2003 №229;
- Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем (РД 34.35.310-97 с изм. 1.1998);
- Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2010 «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)»;
- Стандарт 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», введенный в действие с 28 апреля 2012 года;
- Постановление Правительства РФ «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» от 04.05.2012 № 442;
- "Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию", утвержденные Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008;
- Постановление Правительства РФ "О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий" от 05.03.2007 № 145;

- Письмо Министерства регионального развития РФ от 22.06.2009 №19088-СК/08 "О применении положения о составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию";
- МДС 81-35.2004 "Методика определения сметной стоимости строительства на территории Российской Федерации";
- ГОСТ Р 21.1101-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации, утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 11.06.2013 №156-ст;
- Градостроительный кодекс РФ;
- Земельный кодекс РФ;
- Иные действующие законодательные и нормативно-технические документы.

2. Вид строительства и этапы разработки проекта.

2.1. Вид строительства:

Новое строительство:
- одноцепные отпайки 110 кВ от существующих ВЛ 110 кВ №113 и №114;
- ПС 110/6,6/6,3 кВ «Синега».

2.2. Этапы разработки проекта:

I этап – Обоснование и согласование с МРСК Северо-Запада, филиалом «Комиэнерго» принципиальных решений по сооружаемому объекту.
II этап – выполнение инженерных изысканий, разработка проектной документации, согласование с МРСК Северо-Запада, филиалом «Комиэнерго», и экспертиза проекта.
III этап – разработка рабочей и сметной документации, согласование с МРСК Северо-Запада, филиалом «Комиэнерго».

3. Основные характеристики сооружаемого объекта:
- отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ № 113, 114;
- РУ 110 кВ;
- силовые трансформаторы 110/6,6/6,3 кВ;
- ОПУ 110 кВ;
- вводные выключатели 6 кВ, секционные выключатели, ТН 6 кВ, ТСН 6 кВ.
- блоки РУ 6 кВ в составе ячеек отходящих линий.

3.1. ПС 110/6,6/6,3 кВ «Синега»:

Показатель	Значение
Номинальное напряжение, кВ/кВ	110/6,6/6,3
Конструктивное исполнение каждого РУ	РУ 110 кВ – закрытое РУ 6,3 кВ – закрытое РУ 6,6 кВ – закрытое
Тип схемы: РУ 110 кВ	№ 110 – 4Н, «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», с ТН 110 кВ, с установкой ОПН 110 кВ со стороны линий

РУ 6,3 кВ РУ 6,6 кВ	(уточнить проектом) № 6 – 1, «одна секционированная выключателем система шин» (уточнить проектом) № 6 – 1, «одна секционированная выключателем система шин» (уточнить проектом)
Количество линий, подключаемых к: РУ-110 кВ РУ 6,3 кВ РУ 6,6 кВ	2 7 (уточняется проектом) 8 (уточняется проектом)
Количество резервных ячеек: РУ 110 кВ РУ 6,3 кВ РУ 6,6 кВ	Не предусматривать 3 (уточняется проектом) 2 (уточняется проектом)
Количество и мощность силовых трансформаторов, шт*кВА	2*16 000 (уточняется проектом)
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности: РУ-110 кВ; РУ-6 кВ	Не предусматривать Определить проектом
Район по количеству грозовых часов в году	Менее 10 часов
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить проектом
Вид обслуживания	РУ 110 кВ, РУ 6,3 кВ, РУ 6,6 кВ - оперативно-выездная бригада ПО «Воркутинские электрические сети» филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго»
Возможность расширения	Не предусматривать
Требования к объекту строительства	Предусмотреть: 1. Колонковые элегазовые выключатели 110 кВ с пружинными приводами; 2. Разъединители 110 кВ типа РГ (или аналогичные) с полимерной изоляцией, двигательными приводами; 3. Управление всеми коммутационными аппаратами РУ выполнять из шкафов приводов и дистанционно из ОПУ. 4. Линейные вводы 110 кВ с RIP-изоляцией, прямым литьем внешней полимерной изоляции.

	5. Защиту от перенапряжений с использованием ОПН 110 кВ с полимерной изоляцией, для контроля состояния ОПН применить датчики тока утечки ДТУ – 03 (или аналогичные). 6. Установку трансформаторов тока 110 кВ. Количество, тип и характеристики обмоток определить проектом. 7. Трансформатор силовой масляный ТДН-16000/110 – номинальная мощность 16000 кВА, – номинальное напряжение ВН-115 кВ, – номинальное напряжение НН-6,6/6,3 кВ, – схема соединения Ун/Д/Д-11, – вакуумный РПН в нейтрали ВН ± 9 ступеней 1,78%; – вводы ВН 110 кВ с внутренней RIP - изоляцией и внешней полимерной либо фарфоровой изоляцией, – климатическое исполнение УХЛ 1, уточнить проектом. 8. ТСН 6/0,4 кВ со сниженными потерями ХХ и КЗ. Подключение ТСН выполнить через разъединитель и предохранители к секциям шин 6 кВ. 9. ЗРУ 110 кВ – неотапливаемое здание. Тип здания определить проектом. 10. Для монтажа, демонтажа и эксплуатации оборудования предусмотреть в ЗРУ 110 кВ кран – балку и монтажную площадку. 11. Каждое из РУ 6,6, РУ 6,3 кВ выполнить: – в составе двух вводных выключателей 6 кВ, секционного выключателя и разъединителя 6 кВ, двух ТН 6 кВ, блоков с ячейками отходящих линий РУ 6,6/6,3 кВ; место подключения и мощность ТСН определить проектом. – В РУ 6,6/6,3 кВ предусмотреть установку вакуумных выключателей с комплектами ОПН. – Предусмотреть установку компенсирующих устройств реактивной мощности. Величину мощности компенсирующих устройств определить проектом. 12. Оснастить ячейки РУ 6 кВ устройствами дуговой защиты на микропроцессорной базе. 13. ОПУ 110 кВ – модульного исполнения. В ОПУ 110 кВ предусмотреть: • установку ЩСН с вводными и секционными автоматическими выключателями с управлением от ключа с АВР 0,4 кВ с автоматическим возвратом при восстановлении напряжения. Автоматические выключатели укомплектовать электронными расцепителями выполненными на микропроцессорной базе. • систему оперативного постоянного тока с аккумуляторной батареей закрытого типа. Тип, технические характеристики АБ, ВЗУ, ЩПТ определить проектом. Предусмотреть возможность подключения

	резервного источника питания при неисправности аккумуляторной батареи. Проектом предусмотреть комплектование ЩПТ средствами поиска присоединения, имеющего замыкание на «землю», без отключения коммутационных аппаратов; • релейные шкафы одностороннего исполнения с микропроцессорными устройствами РЗА в составе: – ЦС; – Основная защита Т1(Т2). Резервная защита и АУВ-110 кВ Т1(Т2); – АВР-6 кВ – АЧР, ЧАПВ – Управление РПН Т1 (Т2), защита ввода 6 кВ; – ЦРАП, тип прибора и количество регистрируемых сигналов определить проектом). – Защита СВ 6 кВ, ТН-6 кВ; • Сформировать на фасадах шкафов РЗА мнемосхему «главной схемы» подстанции в следующем объеме: – контроль цепей напряжения секций 6 кВ (фазных и линейных); – ключи управления выключателями главной схемы (ввода, СВ) со световой сигнализацией положения выключателя; – измерительные приборы (амперметры) (тип определить проектом); • Предусмотреть установку цифровых щитовых приборов для контроля активной и реактивной мощности трансформаторов, напряжения ТН 6 кВ. • Выполнить оперативную блокировку РУ 110 кВ с использованием МП терминала и блокировку, исключающую неправильные действия при переключениях в КРУ 6 кВ. • Предусмотреть систему отопления в помещениях ОПУ в соответствии с условиями эксплуатации оборудования; 14. Применение для вторичных цепей экранированных кабелей. 15. Применение силовых и контрольных кабелей с негорючей изоляцией и индексом «нг – LS». 16. Предусмотреть телемеханизацию подстанции в соответствии с требованиями НТД с использованием цифрового оборудования и передачи информации в протоколе МЭК 870-05-104. Объем телемеханизации и технические средства определить проектом и согласовать с филиалом ОАО "МРСК Северо-Запада" "Комиэнерго". 17. Учёт выполнить с применением микропроцессорных счетчиков совмещенного учета активной и реактивной энергии, класс точности не ниже 0,5S, включаемого

	через трансформаторы тока класса точности не ниже 0,5S, с архивированием профиля нагрузки с глубиной хранения не менее 120 суток, ведением "Журнала событий". Счетчики должны иметь по два цифровых интерфейса RS – 485, передачу информации осуществлять по основному каналу Ethernet через преобразователь, резервный канал передачи данных по GSM – каналу через внешний GSM – модем 18. Автоматизацию устройств отопления помещений ОПУ, ЗРУ 6 кВ, обогрева оборудования и шкафов вторичной коммутации и контроль работы систем обогрева и отопления с ДП ПО «Воркутинские электрические сети». 19. Определить проектом необходимость установки дугогасящих реакторов 6 кВ. Место установки определить проектом. Предусмотреть автоматическое управление дугогасящими реакторами. 20. Систему видеоконтроля помещений ЗРУ 110 кВ, ЗРУ 6 кВ, ОПУ, трансформаторного парка. Для помещений контроль состояния оборудования, для открытой части ПС контроль состояния оборудования, проникновения на территорию ПС. Для реализации функции видеоконтроля ЗРУ 110 кВ предусмотреть дистанционное включение освещения. Точный объем видеоконтроля определить проектом и согласовать с филиалом «Комиэнерго» ОАО «МРСК Северо – Запада». 21. Охранно – пожарную сигнализацию ЗРУ 110 кВ, ОПУ, первого блока РУ 6 кВ с выводом сигналов в проектируемую систему телемеханики в дополнительно согласованном объёме. 22. Сигнализацию закрытого состояния въездных ворот, калиток, наружных дверей зданий ЗРУ 110 кВ, ЗРУ 6 кВ, ОПУ, сливных вентилей силовых трансформаторов 23. Климатическое исполнение оборудования УХЛ. В части общестроительных решений принять: 1. Здания должны предусматривать возможность демонтажа и перевозки на другое место с минимальными затратами; 2. Фундаменты – лежневые (уточнить проектом). 3. Устанавливаемые сооружения должны быть подняты для исключения заноса снегом (за исключением ЗРУ-110 кВ); 4. Размещение трансформаторов и дугогасящих реакторов – открытое, с учетом степени загрязнения атмосферы; 5. Подготовка площадки строительства – отсыпка ПГС или отожженной породой; 6. Ограждение – сетчатое; 7. Канализация и водоснабжение – не требуется;

	8. Отвод ливневых вод –на грунт.

3.2. ВЛ-110 кВ:

Показатель	Значение
Передаваемая мощность, кВт	15000
Количество цепей	2 одноцепные
Номинальное напряжение, кВ	110
Длина трассы, км	Определить проектом, предварительно 15 км
Начало ВЛ	Отпаечные опоры №23 ВЛ-110 кВ №113 и ВЛ-110 кВ №114 на ПС 110кВ «Синега» от ЗРУ 110 кВ ПС 220/110/35/ кВ «Воркута» (отпаечные опоры уточнить проектом)
Окончание ВЛ	ЗРУ-110 кВ проектируемой ПС 110/6,6/6,3 кВ
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Определить проектом
Район по количеству грозовых часов в году	Менее 10 часов
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить проектом
Число часов использования максимума нагрузки	Круглосуточно
Район по ветру	уточнить проектом
Район по гололеду	уточнить проектом
Район по снегу	уточнить проектом
Прочие особенности ВЛ	Предусмотреть: 1. Сооружение двух одноцепных отпаек от существующих ВЛ 110 кВ №113 и №114. 2. Опоры промежуточные – одноцепные металлические многогранные с защитой горячим оцинкованием; анкерные, угловые, отпаечные, концевые – металлические решётчатого типа с защитой горячим оцинкованием; 3. Тип изоляции – стеклянная. 4. Тип провода – АС (сечение определить проектом). 5. Устройство грозозащиты и заземлений по всей длине линии. В качестве грозозащитного троса принять трос марки МЗ-В-ОЖ-Н-Р, выполненного по СТО 71915393-ТУ 062-2008. 6. Предусмотреть гасители вибрации многочастотного типа, технические характеристики гасителей вибрации определить проектом, подвеску на проводе и грозозащитном тросе выполнить с использованием спирального защитного протектора.

	7. Для подвески провода и грозозащитного троса применить спиральную натяжную, поддерживающую, соединительную арматуру. 8. Предусмотреть установку постоянных информационных знаков на всех опорах. 9. Выполнить расчёт и предусмотреть приобретение аварийного запаса. 10. Предусмотреть прохождение отпаечных участков ВЛ-110 в разных анкерных пролетах ВЛ 220 кВ №273.

3.3. Требования к организации связи

Для филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго»	Для передачи информации предусмотреть организацию независимых основного и резервного каналов связи между проектируемой ПС 110/6,6/6,3 кВ и ДП производственного отделения «Воркутинские электрические сети» филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго» с ретрансляцией на ДП ЦУС Комиэнерго. 1. Требования к организации основного канала связи предусмотреть: • на ДП КРЭС (ПС 35/10/6 кВ "Юбилейная") установку оборудования широкополосного радиодоступа (ШПРД) и голосового шлюза с 16 портами FXO; • на проектируемой ПС 110/6 кВ установку оборудования широкополосного радиодоступа (ШПРД) с источником гарантированного электропитания и 2-х голосовых шлюзов с 2 портами FXS. 2. Требования к организации резервного канала связи определить проектом. Предварительно предусмотреть: • на ДП КРЭС (ПС 35/10/6 кВ "Юбилейная") установку оборудования широкополосного радиодоступа (ШПРД); • на проектируемой ПС 110/6,6/6,3 кВ установку оборудования широкополосного радиодоступа (ШПРД). 3. На проектируемой ПС 110/6,6/6,3 предусмотреть строительство мачт для размещения радиооборудования (необходимость строительства мачт уточнить проектом). 4. Оборудование связи на проектируемой ПС 110/6,6/6,3 кВ разместить в ОПУ 110 кВ. 5. Предусмотреть источники бесперебойного питания (ИБП) устройств связи и телемеханики. 6. В проекте отразить необходимость получения положительного заключения экспертизы о возможности использования заявленных радиоэлектронных средств от ФГУП "ГРЧЦ".

4. Основные требования к проекту.

4.1. На I этапе, "Обоснование и согласование с Заказчиком принципиальных решений по сооружаемому объекту", выполнить:

4.1.1. Расчёт нормальных, послеаварийных, ремонтных электрических режимов сети 110 кВ на год ввода подстанции и на перспективу 5-10 лет.

4.1.2. Предварительные изыскания трассы линии электропередачи и место размещения подстанции, с учётом различных режимов работы сети определить:

Для проектируемой ПС 110/6 кВ

- принципиальную электрическую схему, предложить варианты исполнения (КРУЭ -110кВ или ЗРУ-110кВ).
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения;
- принципиальные решения по системам РЗА, учёта электроэнергии, телемеханики, связи;
- организацию управления подстанцией из удалённых центров управления;
- план заходов ВЛ.

Для ВЛ 110 кВ

- точки присоединения к сети 110 кВ;
- основные технические решения, в т.ч. по применению типовых или неунифицированных, индивидуально сконструированных строительных конструкций (опор, фундаментов, пр.);
- трассу ВЛ.

Определение границ землепользования (получение кадастровых материалов).

4.1.3. Определить принципиальные решения по телемеханизации подстанции, организации основного и резервного цифровых каналов связи (на базе оборудования ШПРД).

4.1.4. По результатам I этапа определить на основе укрупненных экономических показателей ориентировочную стоимость объекта.

4.1.5. Материалы с пояснительной запиской, на бумажном носителе и в электронном виде, представить для последующего рассмотрения и согласования с филиалом ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго» и ОАО «МРСК Северо-Запада».

Материалы должны быть выполнены в объеме, достаточном для использования их в качестве исходных данных ко II этапу проектирования.

4.2. На II этапе «Выполнение инженерных изысканий, разработка проектной документации, согласование с Заказчиком и экспертиза проекта» выполнить разработку, согласование проектно-сметной документации.

4.2.1. Для ПС разработать и выполнить:

- главную электрическую схему;
- вариант площадки, компоновку, генеральный план;
- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
- принципиальные, конструктивные и компоновочные решения по системам коммуникаций (отопление, вентиляция, санитарно-техническая система).
- строительные решения на основе современных строительных технологий;
- технические требования к оборудованию;
- решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений в наиболее вероятных режимах, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений;
- расчеты различных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных и токов короткого замыкания) работы сети;
- принципиальные решения по системам РЗА с указанием мест их размещения;

- решения по благоустройству территории и ограждению.
- решения по пожарно-охранной сигнализации, охранному наблюдению и системе видеоконтроля. Предусмотреть мероприятия, направленные на обеспечение защищенности важных электроэнергетических объектов от террористических актов, согласно законодательства РФ.
- прочие разделы проектно-сметной документации.

4.2.2. Для ВЛ разработать и выполнить:

- характеристики и пропускную способность;
- протяженность и вариант прохождения трассы;
- точки присоединения к сетям;
- количество цепей, конструкцию фазы и тросов;
- линейную изоляцию;
- тип опор и фундаментов, схему заходов и подключения к ПС;
- защиту от грозовых и внутренних перенапряжений;
- средства снижения ветровой вибрации;
- прочие разделы проектно-сметной документации.

4.2.3. Разработать технические решения по релейной защите и линейной автоматике (РЗА), автоматике управления выключателями (АУВ) ПС с использованием микропроцессорных устройств, в т.ч.:

- обосновать необходимость создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА;
- обосновать необходимость выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на смежных объектах;
- определить сроки и этапы выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА;
- технико – экономическое обоснование вариантов реализации технических решений;
- выполнить перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети необходимых на данном объекте в соответствие с действующей НТД;
- выбор всех МП терминалов РЗА и их коды заказа согласовать с центральной службой РЗА «Комиэнерго» в процессе проектирования;
- рассчитать и выдать таблицы параметрирования для применяемых терминалов РЗА с учетом выбранных уставок устройств РЗА:
- произвести расчетную проверку ТТ и ТН на допустимую погрешность;
- разработать и обосновать решение при возникновении отказа выключателя 110 кВ;
- согласовать уставки РЗА новой ПС 110/6,6/6,3 кВ «Синега» с параметрами настройки устройств РЗА ВЛ 110 кВ №№ 113, 114, а так же выполнить проверку обеспечения резервирования отказа устройств РЗА новой ПС 110/6,6/6,3 кВ «Синега» устройствами РЗА ВЛ 110 кВ №№ 113, 114 на ПС 220/110/35 кВ Воркута.
- рассчитать и выдать таблицы на изменение параметров настройки защит ВЛ-110 кВ №№113, 114 на ПС 220/110/35 кВ Воркута;
- выполнить общие технические требования к устройствам РЗА и шкафам отдельным томом (разделом).

4.2.4. Основные технические решения по телемеханике на подстанции в части вновь устанавливаемого и реконструируемого оборудования.

4.2.4.1. Структурная схема ТМ.

4.2.4.2. Перечень сигналов, собираемых в ТМ, представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- название присоединения;
- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
- источник информации;
- разрешающая способность;
- получатели информации.

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

4.2.5. Требования к измерительным преобразователям, системам управления и регистрации:

- характеристика входных сигналов;
- характеристика выходных сигналов;
- функциональность;
- класс точности;
- интерфейсы и протоколы.

4.2.6. Разработать решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе. Включить в проектно-сметную документацию проведение работ по определению ЭМО после окончания пуско-наладочных работ на ПС и включения ее в работу.

4.2.7. Разработать решения по организации электропитания систем РЗА, ТМ, связи включая:

- таблицы потребителей сети собственных нужд 0,4 кВ и постоянного оперативного тока и их характеристики;
- определение емкости и количества элементов аккумуляторной батареи (АБ) и параметров зарядных устройств СОПТ;
- схемы сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ, включая схемы ЩПТ и ЩСН;
- расчеты токов короткого замыкания в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока и собственных нужд;
- построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,4 кВ и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- контроль состояния АБ и сети постоянного оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска "земли".

4.2.8. Выполнить расчет кабельной продукции и сечений контрольных кабелей, необходимых для вторичных цепей и РЗА.

4.2.9. Разработать организационно-технические решения по созданию системы связи для передачи корпоративной и технологической информации. Требования к системам связи определить в соответствии с п.3.3 настоящего задания на проектирование.

4.2.10. Разработать основные организационно-технические решения по системе коммерческого учета электроэнергии. Оформить отдельным томом раздел «Метрологическое обеспечение». В составе раздела определить и разработать решения по организации измерений электрических величин, как входящих, так и не

входящих в информационно-технологические системы (ИТС) и их метрологическому обеспечению (МО) которые должны включать в себя:

- перечень измеряемых на объекте параметров и точки (место) измерения вновь вводимых измерительных каналов с указанием их состава и диспетчерских наименований, диапазонов измерения измеряемых параметров и перечень влияющих на результат измерения внешних величин (по результатам предпроектного обследования, расчета электрических режимов);
- отнесение измеряемого параметра/измерительного канала к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- требования к точности измерения параметров;
- необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС;
- основные требования и обоснования по выбору СИ (для измерительных ТТ обосновать выбор коэффициентов трансформации (возможного ряда) и классов точности обмоток учета и измерений, обеспечивающих нормированную точность измерений во всем диапазоне измерения рабочих токов);
- основные требования к МО СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация).

Основные технические решения по организации измерений должны быть оформлены в табличном виде.

4.2.10.1. Решения по организации измерений электрических величин, как входящих, так и не входящих в ИТС и их МО должны включать:

- требования к метрологическим и техническим характеристикам каждого СИ;
- условия эксплуатации СИ с указанием перечня внешних влияющих величин на результат измерений (в виде номинальных значений и диапазонов их изменения);
- требования к конструктивному исполнению СИ, позволяющие проводить в процессе всего срока эксплуатации поверку, калибровку и ТОиР;
- расчет необходимого обменного фонда СИ, требуемого для неотложной замены аварийно вышедших из строя СИ, с указанием всех метрологических и технических характеристик;
- расчет требуемого парка эталонов, рабочих СИ, необходимых для технического и эксплуатационного обслуживания объекта с указанием всех метрологических и технических характеристик.

Весь парк СИ (вновь устанавливаемые и заменяемые), обменный фонд СИ, рабочие СИ, требуемые для технического и эксплуатационного обслуживания объекта, должны в полном объёме быть внесены в заказные спецификации.

4.2.10.2. Определить технические решения по контролю показателей качества электроэнергии (ПКЭ) на стороне 6кВ в соответствии с ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 32145-2013, для чего предусмотреть установку сертифицированных средств измерения для контроля ПКЭ. Средствами ТМ организовать сбор данных из средств измерений ПКЭ и их передачу в соответствующую ОДС, а также в ЦУС.

4.2.11. Инженерно-технические вопросы гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций оформить отдельным томом.

4.2.12. Выполнить проект организации строительства (ПОС) с определением сроков и порядка выполнения строительно-монтажных работ, с технологическими решениями, график поставки и схему транспортировки оборудования.

4.2.13. Разработать противопожарные мероприятия в соответствие с действующими отраслевыми правилами пожарной безопасности для объектов электросетевого хозяйства и другими нормативными документами,

регламентирующими вопросы пожарной безопасности. Выполнить разработку и согласование декларации пожарной безопасности проектируемых объектов.

4.2.14. Разработать охранные мероприятия для подстанции в соответствие с НТД.

4.2.15. Выполнить раздел «Организация эксплуатации», при этом:

- учесть существующее расположение ремонтных баз в регионе, определить оптимальную схему организации техобслуживания проектируемого объекта;
- оптимизировать схему управления обслуживанием с учетом расположения центров и линий управления сложившихся в данном регионе;
- рассчитать численность и квалификацию эксплуатационного персонала, потребность в транспорте, инструментах, приборах, приспособлениях необходимых для эксплуатации объекта, ЗИП, аварийном запасе оборудования и материалов.

4.2.16. Выполнить раздел «Энергоэффективность».

4.2.17.Выполнить раздел «Охрана окружающей среды».

4.2.18. Сформировать опросные листы и заказные спецификации для закупки основного и вспомогательного оборудования.

4.2.19. В состав проекта включить материалы по предварительному согласованию места размещения объекта, включая выбор и межевание земельного участка. Государственный кадастровый учет земельного участка. Решение о предоставлении земельного участка под строительство. Оформление права на земельный участок под строительство.

4.2.20. Материалы по проекту (включая обосновывающие расчёты) согласовать с филиалом ОАО «МРСК Северо – Запада» «Комиэнерго», исполнительным аппаратом ОАО «МРСК Северо-Запада», филиалом ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада и филиалом ОАО «СО ЕЭС» Коми РДУ (в части РЗА).

4.2.22. Материалы по проекту в соответствие с ТЗ, на бумажном носителе и в электронном виде, предоставить Заказчику для последующего рассмотрения и согласования.

4.2.23. Передача Подрядчиком проектной документации на экспертизу, сопровождение и получение положительного заключения.

4.3. На III этапе «Разработка рабочей и сметной документации, согласование с Заказчиком».

4.3.1. Комплект рабочих чертежей, обеспечивающих выполнение работ по строительству (реконструкции) зданий и сооружений, монтажу фундаментов, конструкций основного и вспомогательного оборудования.

4.3.2. Комплект рабочих (принципиальных и монтажных) схем, обеспечивающих выполнение монтажных и пусконаладочных работ, в том числе:

- Схемы расстановки основного и вспомогательного оборудования.
- Пояснительную записку, включающую в себя проектный расчёт параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА.
- Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно – измерительных систем.
- 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) микропроцессорных устройств РЗА.
- Решения по интеграции устанавливаемых комплексов и устройств РЗА в создаваемые объектовые системы сбора и передачи информации.
- Схемы организации связи для функционирования устройств РЗА.
- Схемы организации 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
- Принципиальные и монтажные схемы всех шкафов системы собственных нужд и оперативного тока, РЗА, АИИС КУЭ, связи, пожарно-охранной сигнализации, освещения, обогрева, отдельно совмещенные схемы: УРОВ, дуговой защиты КРУ-6,6/6,3 кВ, логической защиты шин 6,6/6,3 кВ, ОЗЗ с определением поврежденного присоединения 6,6/6,3, АВР, АЧР и ЧАПВ, взаимной блокировки коммутационных аппаратов.
- Кабельные журналы, схемы раскладки силовых и контрольных кабелей, таблицы маркировки жил контрольных кабелей.
- Таблицы параметров настройки (карты селективности РЗ) и обосновывающие расчеты по их выбору для всех терминалов РЗА и автоматических выключателей в цепях напряжения, оперативного тока и собственных нужд.
- Сформировать опросные листы и заказные спецификации для закупки оборудования, силовых и контрольных кабелей, материалов.
- Локальные и сводную сметы строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

4.3.3. На основании проектной документации, согласованной Заказчиком и прошедшей экспертизу, выполнить разработку рабочей и сметной документации.

4.3.4. Сметную стоимость строительства приводить в двух уровнях цен:

- базисном, по состоянию на 01.01.2000 года;
- в текущем, сложившемся ко времени составления смет.

Предусмотреть включение в состав сводного сметного расчета средств на покрытие затрат строительных организаций на страхование строительных рисков в размере 1% от итога глав 1 – 8.

Предусмотреть затраты на содержание службы заказчика, строительный контроль, определенные согласно МДС 81-35.2004.

Предусмотреть затраты на премирование за ввод объекта в эксплуатацию.

4.3.5. В сметную стоимость включить затраты на проведение экспертизы проекта, работ по межеванию, предоставлению, подготовке на постановку на государственный кадастровый учет земельных участков для эксплуатации объекта после завершения строительства, переводу земель в категорию земли промышленности.

4.3.6. Сметную и рабочую документацию согласовать с МРСК Северо – Запада, филиалом «Комиэнерго».

4.3.7. Рабочую документацию в части РЗА согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Коми РДУ.

4.4. Документацию по проекту в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) представить заказчику в 4-х экземплярах на бумажном носителе и в 2 - х экземплярах в электронном виде на CD, при этом текстовую и графическую

информацию представить в стандартных форматах Windows, MS Office, Acrobat Reader, а сметную документацию в формате MS Excel. Все чертежи рабочей документации в последней редакции дополнительно предоставлять в формате «dwg» или «dxf».

4.5. Материалы в соответствии с ТЗ в полном объеме представить на рассмотрение, согласование и утверждение Заказчику.

5. Особые условия.

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

5.2. Проектная организация получает все необходимые согласования и заключения.

5.3. Предоставить заказчику все расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов в электронном виде в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном виде в формате ПК «RastrWin» (*.rg2, *.grf, *.sch, *.ut2).

6. Выделение пусковых комплексов не требуется.

7. Срок выполнения проекта – 9 месяцев с момента заключения договора.

8. Проектная организация.

Выбирается на конкурентной основе.

10. Исходные данные для разработки проекта.

Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их Заказчиком проектной организации определяются договором на разработку проекта и календарным графиком.

Приложения:

1. Технические условия от 31.07.2014 №56-02125В/14-001.