

СОГЛАСОВАНО:
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ
Первый заместитель директора – главный
диспетчер _____ А.В. Бойко
« 18 » _____ 2015 г.



УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель генерального директора
- главный инженер АО «Тюменьэнерго»
_____ С.Н. Егошин
« _____ » _____ 2015 г.



ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

«Реконструкция ПС 110 кВ Горноправдинская с заменой оборудования
ОРУ 110 кВ, ОРУ 10 кВ и установкой здания ОПУ».

1. Основание для проектирования.

1.1. Инвестиционная программа АО «Тюменьэнерго».

2. Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной и рабочей документации:

2.1. Нормативные акты федерального уровня:

- 2.1.1. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ (действующая редакция);
- 2.1.2. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ (действующая редакция);
- 2.1.3. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ (действующая редакция);
- 2.1.4. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №190-ФЗ (действующая редакция);
- 2.1.5. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- 2.1.6. Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 №184-ФЗ (действующая редакция);
- 2.1.7. Федеральный закон «О связи» от 07.07.2003 №126-ФЗ (действующая редакция);
- 2.1.8. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7 (действующая редакция);
- 2.1.9. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96 (действующая редакция);
- 2.1.10. Федеральный закон от 14.03.1995 №33-ФЗ «Об особо охраняемых территориях»;
- 2.1.11. Федеральный закон от 24.04.1995 №52-ФЗ «О животном мире»;
- 2.1.12. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»;
- 2.1.13. Федеральный закон от 21.07.2011 N 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;
- 2.1.14. Постановление Правительства РФ от 15.02.2011 № 73 «О некоторых мерах по совершенствованию подготовки проектной документации в части противодействия террористическим актам»;
- 2.1.15. Постановление Правительства РФ от 13.08.1996г. № 997 «Об утверждении Требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи»;
- 2.1.16. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 №102-ФЗ (действующая редакция).
- 2.1.17. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008г. N123 - ФЗ

«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

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

2.2. Отраслевые НТД:

2.2.1. Правила по охране при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 №328н;

2.2.2. Правила по охране труда при работе на высоте, утвержденные приказом министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28.04.2014 №155н;

2.2.3. Правила противопожарного режима в Российской Федерации;

2.2.4. Правила применения огнезащитных покрытий кабелей на энергетических предприятиях (РД 153-34.0-20.262-2002).

2.2.5. Правила устройства электроустановок (действующее издание);

2.2.6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);

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

2.2.8. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281;

2.2.9. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии, Регламенты оптового рынка электроэнергии, Положение о порядке получения статуса субъектов оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с приложениями (в действующей редакции);

2.2.10. РД 78.36.003-2002 Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств;

2.2.11. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;

2.2.12. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;

2.2.13. ГОСТ Р 50571.5.54-2011. Электроустановки зданий. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства и защитные проводники;

2.2.14. ГОСТ Р 50571-4-44-2011. Ч.4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех.

2.2.15. ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5-2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний;

2.2.16. СО 34.21.122.2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Минэнерго России;

2.2.17. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений;

2.2.18. ГОСТ 10434-82. Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования;

2.2.19. ГОСТ 23120-78 Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные.

2.2.20. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150кВ от грозовых и внутренних перенапряжений;

2.2.21. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений в электрических сетях 110-750кВ, Энергосетьпроект, 2000г.

2.2.22. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №288.

2.3. ОРД и НТД ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС»:

2.3.1. «Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в

электросетевом комплексе» (введено решением Совета директоров АО «Тюменьэнерго» от 30.12.2013 № 26/13)

2.3.2. Регламент управления аварийным запасом АО «Тюменьэнерго», РЕ-ИА-40.13.11.130-2-27-03-2014.

2.3.3. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», СТО 56947007-29.240.30.010-2008;

2.3.4. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.047-2011 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ»;

2.3.5. Стандарт организации ОАО «Россети» СТО 34.01-27.1-001-2014 (ВППБ 27-14) «Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети». Общие технические требования»;

2.3.6. Стандарт организации ОАО «Россети» СТО 34.01-27.3-002-2014 (ВНПБ 29-14) «Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ОАО «Россети». Общие технические требования»;

2.3.7. Методические рекомендации по организации защиты объектов ДХО ОАО «Россети», которым категория опасности не присвоена, от актов незаконного вмешательства, утвержденные распоряжением ОАО «Россети» от 12.02.2015 № 71р;

2.3.8. Стандарт. «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах ОАО «Тюменьэнерго», СТ-ИА-40.13.11-06-2014;

2.3.9. 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»;

2.3.10. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2006 года №57 «Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики

2.3.11. Руководящие указания по выбору объемов телеинформации при проектировании систем технологического управления электрическими сетями», СТО 56947007-29.240.034-2008;

2.3.12. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.180.01.116-2012 «Инструкция по эксплуатации трансформаторов»;

2.3.13. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики. Телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57;

2.3.14. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», СТО 59012820.29.240.007-2008;

2.3.15. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», СТО 59012820.29.240.001-2011;

2.3.16. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750кВ», СТО 56947007-29.130.15.114-2012;

2.3.17. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» СТО 56947007-29.240.043-2010;

2.3.18. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства»

СТО 2056947007-29.240.044-2010;

2.3.19. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» СТО 56947007-29.240.043-2010;

2.3.20. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы проектирования систем ВЧ связи» СТО 56947007-33.060.40.108-2011;

2.3.21. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» СТО 56947007-29.240.10.028-2009;

2.3.22. Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.05.2010 №236р «Порядок организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения»;

2.3.23. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.130.01.092-2011 «Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления»;

2.3.24. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35кВ и выше» СТО 5697007-33.180.10.172-2014.

2.3.25. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35кВ и выше» СТО 5697007-33.180.10.172-2014.

2.3.26. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Технологическая связь. Эталон проектной документации на строительство ВОЛС-ВЛ с ОКСН и ОКГТ» СТО 566947007-33.180.10.171-2014.

2.3.27. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Оптические неметаллические самонесущие кабели, натяжные и поддерживающие зажимы, муфты для организации ВОЛС-ВЛ на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Общие технические условия» СТО 56947007-33.180.10.175-2014.

2.3.28. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по расчету термического воздействия токов короткого замыкания и термической устойчивости грозозащитных тросов и оптических кабелей, встроенных в грозозащитный трос, подвешиваемых на воздушных линиях электропередачи» СТО 56947007-33.180.10.176-2014;

2.3.29. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики. Телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57;

2.3.30. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.007-2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем»;

2.3.31. Информационное письмо ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» «О предотвращении формирования ложных сигналов на входе МЭ, МП устройств РЗ, ПА» от 20.02.2007 №54/72;

2.3.32. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

2.3.33. Дополнительное соглашение № 3 к Соглашению о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Тюменьэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 01.02.2011 № СДУ-11/2010 от 23.04.2015;

2.3.34. Технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами к дополнительному соглашению № 3 к Соглашению о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Тюменьэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 01.02.2011 № СДУ-11/2010 от 23.04.2015;

2.3.35. Приложение 4 к настоящему заданию на проектирование «Технические требования по оснащению объектов инженерно-техническими средствами охраны»;

2.3.36. Приложение 3 к настоящему заданию на проектирование «Требования к содержанию раздела «Эффективность инвестиций»;

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

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

3.1. Вид строительства: комплексная реконструкция;

3.1.1. Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость.

3.2. Этапы разработки документации:

I этап - разработка, обоснование и согласование с Заказчиком, филиалом АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети и другими участниками строительства (владельцами пересекаемых объектов) основных технических решений (ОТР) по реконструируемому объекту;

II этап - разработка, согласование, получение подрядчиком положительного заключения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий в соответствии с требованиями нормативно-технических документов;

III этап - разработка и согласование рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов; получение подрядчиком положительного заключения достоверности определения сметной стоимости объекта.

4. Основные характеристики проектируемого объекта.

4.1. В части реконструкции ПС 110/10 кВ «Горноправдинская»

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
Место расположения объекта	Тюменская область, ХМАО-Югра, Ханты-Мансийский район
Номинальные напряжения	ВН – 110 кВ, НН – 10 кВ.
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	Конструктивное исполнение подстанции – КТПБ-110/10 кВ. Завод-изготовитель выбрать на стадии проектирования, предварительно согласовав с заказчиком.
Тип схемы каждого РУ	<ul style="list-style-type: none"> • ОРУ 110 кВ – выполнить по схеме «110-4Н» (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). • КРУН 10 кВ - выполнить по схеме «10-1» (одна рабочая секционированная выключателем система шин).
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ	<ul style="list-style-type: none"> • ОРУ 110 кВ - предполагает блочное конструктивное исполнение КТПБ-110-4Н, состоящее из 2 выключателей, размещенных в цехах трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линий. • КРУН 10 кВ - предусмотреть в блочно-модульном здании, укомплектованного ячейками с вакуумными выключателями, состоящего из двух вводных ячеек, секционной ячейки, 10-ти ячеек отходящих линий, двух ячеек ТН, двух ячеек для подключения ТСП через выключатель.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	<ul style="list-style-type: none"> • ОРУ 110 кВ - не требуются. • КРУН 10 кВ - предусмотреть не менее двух резервных ячеек 10 кВ.
Тип и привод	• ОРУ 110 кВ - предусмотреть баковые элегазовые выключатели с

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
выключателей каждого РУ	<p>нижним значением рабочей температуры -60° С, укомплектованного пружинно-моторным приводом и встроенными трансформаторами тока.</p> <ul style="list-style-type: none"> • КРУН 10 кВ - оснастить вакуумными выключателями с приводом на основе принципа «электромагнитной защелки».
Тип и привод разъединителей РУ	<ul style="list-style-type: none"> • ОРУ 110 кВ - тип разъединителей с моторными приводами главных и заземляющих ножей, фарфоровой опорной изоляцией определить проектом. • ОРУ 10кВ - тип трансформаторных разъединителей с моторными приводами главных и заземляющих ножей, фарфоровой изоляцией, расположенные на консолях КРУН 10 определить проектом. • Лакокрасочное покрытие рам разъединителей и блоков под ними выполнить методом горячего цинкования согласно ГОСТ 9.307-89, либо двухкомпонентной окраской. • Тип разъединителей предварительно согласовать с Заказчиком.
Тип трансформаторов напряжения каждого РУ.	<ul style="list-style-type: none"> • ОРУ 110 кВ - предусмотреть элегазовые трансформаторы напряжения (класс точности определить проектом). • КРУН 10 кВ - предусмотреть антирезонансные трансформаторы напряжения с масляной изоляцией, с компенсационной обмоткой не имеющей внешних выводов.
Тип трансформаторов тока каждого РУ.	<ul style="list-style-type: none"> • ОРУ 110 кВ - Необходимость установки трансформаторов тока (класс точности, количество вторичных обмоток) определить проектом. Трансформаторы тока КРУН 10 предусмотреть с литой изоляцией.
Общеподстанционный пункт управления.	<ul style="list-style-type: none"> • ОПУ предусмотреть в каркасном здании с двухскатной кровлей и высотой конька не менее 2 м, с оснащением оконными блоками для естественного освещения. • Предусмотреть самозапирающиеся замки с возможностью открытия с внутренней стороны. • Предусмотреть установку датчиков обнаружения пожара и несанкционированного доступа с выводом на звуковую сигнализацию и в систему телемеханики. • Для обогрева ОПУ предусмотреть инфракрасные отопительные панели СТЕП с системой автоматического регулирования температуры и передачи температуры ОПУ в систему ОИК АСДУ, защищаемые автоматическими выключателями. Датчики температуры воздуха в помещениях установить на высоте 1м относительно пола. • Предусмотреть комнату отдыха персонала, комнату приема пищи, душевую и туалетную комнаты. • Предусмотреть комнату связи, с установкой в ней сплит-системы и антистатического покрытия пола. • Предусмотреть сплит-системы для зала РЗА, антистатическое покрытие в помещении панелей микропроцессорных устройств. Расстановку панелей выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ. • Проектом предусмотреть в кабельном полуэтаже два входа, монтаж кабельных поддерживающих полок с возможностью сквозного перехода в полуэтаже. • Предусмотреть устройство обогрева кровли с целью устранения

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
	<p>снежных сугробов, мощность обогрева определить проектом, стропильную систему выполнить без применения деревянной обрешетки (металлический профиль).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Предусмотреть организацию снегостопорных планок на кровле над лестничным маршем и лестничной площадкой главного входа в ОПУ от возможного схода снежной лавины с целью обеспечения безопасности обслуживающего персонала. • Конструкции для крепления ливневых лотков (стоков) выполнить усиленными по всему периметру здания с целью исключения срыва их лавинным сходом снега с кровли или установить усиленные снегостопорные планки по всей карнизной части кровли. Предусмотреть обогрев ливневых лотков (водосточных труб). • Предусмотреть защитные козырьки наружных блоков кондиционирования от воздействия дождя и схода снежной лавины. • Предусмотреть автоматический обогрев и теплоизоляцию канализационных труб в месте выхода из здания ОПУ до входа в септик с целью предотвращения промерзания канализационных труб. • Обеспечить достаточное проветривание чердачного помещения предоставить расчет. • Предусмотреть емкость воды для хозяйственных нужд в здании 2 м³. • Предусмотреть необходимую бытовую технику, а также мебель и инвентарь: <ul style="list-style-type: none"> ❖ кухонный гарнитур (набор мебели) – 1 комплект; ❖ обеденная зона (стол, табурет - 4 шт.) – 1 комплект; ❖ вытяжка с угольным фильтром – 1 шт.; ❖ эл. плита «Лысьва» или аналог 4 конф. – 1 шт.; ❖ микроволновая печь – 1 шт.; ❖ холодильник двухкамерный (большой) – 1 шт.; ❖ кровать односпальная – 6 шт.; ❖ тумба прикроватная – 6 шт.; ❖ шкаф для документов – 2 шт.; ❖ шкаф-гардероб – 3 шт.; ❖ шкаф для одежды большой (плат. + полочки) – 1 шт.; ❖ шкаф для спецодежды металлический – 2 шт.; ❖ вешалка напольная – 1 шт.; ❖ стол компьютерный угловой с тумбой – 1 шт.; ❖ стол письменный с тумбой – 1 шт.; ❖ кресло компьютерное – 1 шт.; ❖ стул офисный – 8 шт.; ❖ телевизор – 1 шт.; ❖ диван – 1 шт.; ❖ жалюзи вертикальные 1,60*1,20 – 12 шт.; ❖ светильник настольный – 2 шт.; ❖ телефон – 2 шт.; ❖ радиотелефон дальнего действия – 1 шт.; ❖ емкость для питьевой воды (30 л.) – 10 шт.; ❖ чайник электрический – 1 шт.; ❖ часы настенные – 1 шт.; ❖ агрегат для уборки снега – 1 шт.;

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
	<ul style="list-style-type: none"> ❖ бензоса – 1 шт. ❖ канистра для бензина (20 л.) – 2 шт.; ❖ фонарь светодиодный большой – 1 шт.; ❖ бинокль – 1 шт.; ❖ лыжи – 2 пары; ❖ папка-регистратор – 30 шт.; ❖ папка на 20 файлов – 20 шт.; ❖ набор настольный канцелярский – 1 шт.; ❖ кастрюля 5-6 л. – 1 шт.; ❖ кастрюля 3 л. – 1 шт.; ❖ кастрюля 1,5 л. – 1 шт.; ❖ сковорода – 1 шт.; ❖ набор чайный – 1 шт.; ❖ набор столовый (тарелки) – 1 шт.; ❖ вилки – 8 шт.; ❖ ложки – 8 шт.; ❖ ложки чайные – 8 шт.; ❖ нож – 2 шт.; ❖ таз пластмассовый (15-20 л) – 2 шт.; ❖ ведро пластмассовое 10л. – 2 шт.; ❖ швабра – 1 шт.; ❖ веник – 1 шт.; ❖ одеяло ватное – 6 шт.; ❖ одеяло байковое – 6 шт.; ❖ лопата снеговая – 3 шт.; ❖ лопата штыковая – 3 шт.; ❖ лопата подборная – 3 шт.; ❖ лом – 2 шт.; ❖ топор – 2 шт.; ❖ грабли – 2 шт.; ❖ метла – 2 шт.; ❖ замок навесной – 10 шт.; ❖ корзина для мусора – 2 шт.; ❖ ведро для мусора с крышкой – 1 шт.; ❖ комплект противопожарный (стенд с ведром, багром, топором, емкостью для песка) – 1 комплект; ❖ ящик с песком и лопатой (для силовых трансформаторов) – 2 комплекта; • антенна TV – 1 шт.
КРУН-10	<ul style="list-style-type: none"> • КРУН 10 - предусмотреть в блочно-модульном здании, оснащенного самозапирающимися замками с возможностью открытия с внутренней стороны. Рассмотреть возможность применения обогрева кровли с целью устранения снежных сугробов. • Предусмотреть организацию измерений, расчетного и контрольного учета электроэнергии и установку датчиков несанкционированного доступа с выводом на звуковую сигнализацию и в систему телемеханики. • Расстановку шкафов выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ. Проектом предусмотреть закрытый кабельный полужтаж КРУН

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
	<p>с монтажом кабельных каналов (полок) для кабельных линий.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Предусмотреть установку датчиков обнаружения пожара и несанкционированного доступа с выводом на звуковую сигнализацию и в систему телемеханики. • Обеспечить на лицевой стороне ячеек 10 кВ надписей и маркировки переключающих устройств РЗА в соответствии с требованиями п.1.32 ПТЭЭС. • Предусмотреть включение в аварийный запас основных запасных частей (изоляторы, делители напряжения, указателей напряжения и тестовые контроллеры к ним, концевые выключатели, электромагниты и т.д.). • Для обогрева КРУН 10 предусмотреть инфракрасные отопительные панели СТЕП с системой автоматического регулирования температуры, защищаемые автоматическими выключателями. • Предусмотреть блокировку работы приточно-вытяжной вентиляции в случае аварийного срабатывания пожарной сигнализации. • Рассмотреть возможность применения обогрева кровли с целью устранения снежных сугробов. Конструкции для крепления ливневых лотков (стоков) выполнить усиленными по всему периметру здания с целью исключения срыва их лавинным сходом снега с кровли.
Ошиновка	<p>Расчет ошиновки предусмотреть проектом, с учетом перспективного развития схемы сети.</p> <ul style="list-style-type: none"> • ОРУ 110 кВ - ошиновку предусмотреть преимущественно жесткой с элементами гибкой. Расцветку фаз жесткой ошиновки выполнить в виде термоусаживаемой изоляции. • Шинные мосты 10 кВ выполнить гибкой ошиновкой, закрепленной на шинных опорах посредством полимерной опорной изоляции.
Количество и мощность силовых трансформаторов	<ul style="list-style-type: none"> • Замена силовых трансформаторов не требуется. • Предусмотреть замену заземляющего ножа, установленного в нейтрали трансформатора.
Тип, количество и мощность средств компенсации емкостных токов замыкания на землю	Необходимость компенсации определить проектом.
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Не требуется.
Система собственных нужд	<ul style="list-style-type: none"> • Предусмотреть установку герметичных трансформаторов собственных нужд (мощность определить проектом) с подключением через ячейки КРУ, оснащенных выключателями. • Трансформаторы собственных нужд предусмотреть в количестве 2 шт. с группой соединения Y/Yn-0. • Схему на стороне 0,4 кВ определить проектной документацией на базе выкатных вводных и втычных фидерных автоматов с АВР-0,4 • Выполнить расчет токов короткого замыкания в сети собственных

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
	<p>нужд, выбор и обоснование устанавливаемой коммутационной аппаратуры ЩСН;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Предусмотреть кольца шин питания разъединителей, питания РПН, автоматики охлаждения силовых трансформаторов, обогрева, завода пружин, освещения, узла связи. Предусмотреть автоматику обогрева приводов и полюсов выключателей, шкафов наружной установки, приводов разъединителей. В схемах колец учесть рубильники, обеспечивающие видимый разрыв цепи. • Шкафы наружной установки ОРУ 110 кВ оборудовать терморегуляторами, конвекционными обогревателями (HG 140 или аналогами).
Система оперативного тока (СОТ)	<ul style="list-style-type: none"> • Оперативный ток принять постоянным 220 В с установкой зарядно-выпрямительных устройств. • Аккумуляторные батареи должны быть необслуживаемыми на весь период эксплуатации. • Емкость и количество элементов герметизированной аккумуляторной батареи с фронтальным расположением борнов, принять, согласно проектному расчету. • Выполнить расчет токов короткого замыкания в сети постоянного тока, выбор и обоснование устанавливаемой коммутационной аппаратуры СОПТ; • Зарядно-выпрямительные устройства выполнить на IGBT-транзисторах, сроком службы не менее 25 лет и предусмотреть со следующими параметрами: коэффициент пульсации выходного напряжения и тока на активную нагрузку не более 0,2 %, коэффициент мощности в номинальном режиме не менее 0,9. • СОПТ выполнить с использованием в качестве защитных аппаратов - автоматические выключатели. Предусмотреть на СОПТ устройства сигнализации и контроля с подключением в систему ТМ, выполняющие следующие функции: <ul style="list-style-type: none"> - регистрацию аналоговых и дискретных сигналов аварийных событий в СОПТ; - регистрацию аналоговых величин нормального режима с дискретностью не более 1с; - контроля напряжения на шинах постоянного тока и выдача сигнала о его повышении или понижении; - контроля уровня пульсаций напряжения на секции и выдачу сигнала при увеличении; - контроля АБ и зарядно-подзарядных агрегатов; - контроля сопротивления изоляции цепей оперативного тока; - автоматизированного поиска замыкания на землю в сети постоянного тока; - автоматического определения поврежденного (замыкание на землю) участка; - контроля аварийного отключения любого автоматического выключателя. • Требования, предъявляемые к системе оперативного постоянного тока (СОПТ): <ul style="list-style-type: none"> - обеспечить сохранение в работе не менее одного устройства РЗА от всех видов повреждений на защищаемом присоединении 110 кВ и выше и отключение любого выключателя 110 кВ и выше при аварийном отключении любого защитного аппарата или

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
	<p>обесточении любой секции СОПТ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - обеспечить селективную работу защитных устройств СОПТ при КЗ в ее цепях и отстройку от максимальной нагрузки; - обеспечить при повреждениях в СОПТ сохранение в работе без перезагрузки терминалов РЗА, подключенных к неповрежденным присоединениям ЩПТ; - обеспечить установку индивидуальных автоматических выключателей цепей управления, релейной защиты и автоматики в отдельных шкафах (панелях) питания оперативным током с разделением по секциям СОПТ оперативных цепей микропроцессорных терминалов и цепей управления коммутационными аппаратами, выходящих за пределы ОПУ; - при выборе аккумуляторных батарей подтверждать возможность выдачи максимального расчетного толчкового тока СОПТ после 2-часового разряда током нагрузки при потере собственных нужд ПС; - обеспечить питание всех устройств АСУ ТП, ТМ от гарантированного источника питания ПС, без снижения функциональной надежности при пропадании питания собственных нужд подстанции в течение времени работы СОПТ и установку автоматических выключателей для защиты цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, цепи управления выключателями и т.п.). Исключить применения автономных источников бесперебойного питания для устройств РЗА, АСУ ТП и ТМ.
Кабельная продукция	<ul style="list-style-type: none"> • Кабельную продукцию применить с изоляцией не распространяющей горение. • Предусмотреть силовые кабельные линии 6 и 35 кВ (при необходимости) с изоляцией из сшитого полиэтилена. Прокладку взаиморезервирующих силовых кабелей предусмотреть в разных кабельных каналах и лотках или с использованием перегородок не поддерживающих горение. Прокладку кабельной продукции вне лотков и кабельных каналов предусмотреть в заземляемом металлорукаве (места и способ заземления экранов (брони) кабелей указать в проектной документации). • Предусмотреть обработку всей проложенной кабельной продукции (силовых и контрольных), в том числе симметричных высокочастотных и коаксиальных кабелей связи, огнезащитным составом. • Выполнить расчет кабельной продукции по допустимой нагрузке, падению напряжения и термической стойкости к токам К.З. и проверку по условиям невозгорания, согласно методике циркуляра № Ц-02-98(Э). • Прокладку силовых кабелей по конструкциям, в каналах и лотках следует предусматривать однородно, а контрольных кабелей послойно или пучками максимальным размером в диаметре не более 100 мм или в отдельных ячейках специальных кабельных конструкций размером 100х100 мм; • Обеспечить прокладку резервных цепей питания и управления присоединений 110 кВ и выше в разных кабелях и их прохождения по географически разным трассам. • Обеспечить прокладку контрольных и силовых кабелей с соблюдением расстояния по вертикали и горизонтали в соответствии

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
	<p>с требованиями таб. 2.3.1 ПУЭ, прокладку контрольных кабелей в лотках при соблюдении требований, указанных в п.2.3.124 ПУЭ.</p> <ul style="list-style-type: none"> • При прокладке силовых кабелей 6 кВ и выше рядом с прокладываемыми в наземных кабельных лотках контрольными кабелями обеспечить соблюдение расстояния не менее 1,2 метра между ними и наличия огнезащитного покрытия контрольных кабелей. • Заходы контрольных кабелей в РУ-6 кВ и выше, питающих оперативные цепи управления, РЗА и сигнализации, выполнять по разным кабельным лоткам с соблюдением условий, исключающих одновременное повреждение основного и резервного питания этих цепей в случае пожара. • Во всех кабельных сооружениях обеспечить запас места для дополнительной прокладки кабелей порядка 15% от количества, предусмотренного на расчетный период. • Обеспечить разделение основных и резервных защит (либо два комплекта защит) по цепям переменного тока и напряжения, по цепям оперативного тока и исполнительным цепям путем размещения их в разных кабелях, а также по разным трассам.
Освещение объекта	<ul style="list-style-type: none"> • Наружное и охранное (периметральное) освещение ПС выполнить с применением светодиодных прожекторов. Применить распаечные коробки взрывозащищенного исполнения на ОРУ. Предусмотреть автоматику наружного освещения. Для освещения помещения ОПУ, кабельного полуэтажа ОПУ, КРУН 10 кВ предусмотреть светодиодные светильники. • Предусмотреть аварийное освещение КРУН 10 кВ и ОПУ с автоматическим включением при исчезновении рабочего освещения, запитанного от щита постоянного тока с применением светодиодных светильников. Выполнить монтаж двухстороннего управления рабочим освещением в помещениях ОПУ, КРУН 10 кВ, имеющих два выхода.
Кабельные каналы, лотки	<ul style="list-style-type: none"> • Кабельные каналы выполнить в наземных лотках с пределом огнестойкости не менее REI 45, не имеющих разрывов, из металлоконструкций на стойках со съёмными асбоцементными плитами, нижние плиты толщиной не менее 10 мм, а верхние - не менее 20 мм с раздельной прокладкой силовых, контрольных и взаиморезервирующих кабелей. Прокладку кабельной канализации от наземных кабельных каналов до оборудования выполнить в оцинкованных подвесных кабельных лотках, закрепленных по конструкции оборудования. • Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения (пояса) должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, в местах ввода в здания ОПУ (ЗРУ) с огнестойкостью и толщиной проходимой стены, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине. • Предусмотреть переходы через кабельные каналы. • Предусмотреть заземление кабельных каналов (лотков) согласно требованиям ПУЭ, с указанием мест и способа заземления в проектной документации.

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
Маслоприемные устройства, маслосборники	<ul style="list-style-type: none"> Маслоприемные устройства под трансформаторы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ, металлическими, с отводом масла, без применения гравийной засыпки, рассчитанными на одновременный прием 100% масла, залитого в трансформатор. Маслоотводы должны обеспечивать отвод 50% масла и полного количества воды за 0,25 часа из малоприемника с монтажом промежуточных колодцев. Маслосборник предусмотреть закрытого типа, вмещающий полный объем масла оборудования, содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. На днище маслоприемных устройств предусмотреть проходы, выполненные из просечно-вытяжного листа, исключающих падение персонала в зимнее время. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждений маслоприемника, маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием. Металлическую обшивку маслоприемника окрасить маслостойкой краской по грунтовке. Слив масла с маслоприемника в резервуар осуществляется по маслоотводам, выполненных из стальных труб. В местах поворота и стыков маслопровода устанавливаются колодцы. от возможной просадки или всплытия колодцы устанавливаются на сваи.
Площадки обслуживания	<ul style="list-style-type: none"> Площадки обслуживания оборудования (выключатели, шкафы наружной установки, силовые трансформаторы, конденсаторы связи и т.д.) выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ 23120-78, с соблюдением габаритов до токоведущих частей согласно ПУЭ (действующее издание). Конструкции площадок обслуживания должны выполняться из углеродистой стали класса С38/23 следующей марки СтЗГпс (от -40 до -65 °С), настил и ступени площадок обслуживания должны изготавливаться из просечно-вытяжной стали. Лакокрасочное покрытие площадок обслуживания выполнить методом горячего цинкования согласно ГОСТ 9.307-89, либо двухкомпонентной окраской.
Ограждение	<ul style="list-style-type: none"> Основное ограждение возводится по всему периметру объекта, в нем не должно быть лазов, проломов и других повреждений, не запираемых и неконтролируемых ворот и калиток. Высота основного ограждения без учета дополнительного ограждения по периметру объекта должна составлять не менее 2,5 м, удовлетворяющим требованиям ПУЭ с соблюдением габаритов до пересекающих его токоведущих частей. Ограждение должно быть решетчатым металлическим. <p>Полотно просматриваемого ограждения должно быть:</p> <ul style="list-style-type: none"> – стойки ограждения из трубы квадратной профильной 100x100x6 мм (ГОСТ 8639-82), h не менее 2450 мм; – обвязку оголовков свай на проектной отметке по всему периметру выполнить из трубы квадратной профильной 140x140x6 мм (ГОСТ 8639-82); – в качестве полотна решетчатого ограждения применить унифицированные сварные секции из трубы квадратной профильной

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
	<p>15x15x2 мм (ГОСТ 8639-82) с обрамлением из металлического уголка не менее L 30 мм. Расстояние между трубами составляет не более 15 сантиметров;</p> <ul style="list-style-type: none"> – огрунтовка металлических поверхностей за один раз: грунтовкой ЦИНЭП с учетом ворот и калиток; – окраска металлических огрунтованных поверхностей: эмалью ПФ-115 с учетом ворот и калиток. Общая толщина покрытия не менее 75 мкм; – предусмотреть корпоративную окраску ворот (сваи окрашиваются в черный цвет; обвязка оголовков свай, стойки ограждения, обрамление из металлического уголка окрашивается в синий цвет; унифицированные сварные секции из трубы квадратной профильной окрашиваются в белый цвет). Рекомендуется использовать смесевые краски из каталога «Пантон»; – глубина погружения свай из трубы d 159x6 мм не менее 3 метров; – окраску свай произвести эмалью КО-198 за два раза. <ul style="list-style-type: none"> • Верхнее дополнительное ограждение устанавливается на основное ограждение. Оно представляет собой спиральный барьер ЕГОЗА. Спиральный барьер безопасности должен быть установлен ровно, без провисаний и отклонений от линии ограждения за периметр или внутрь него. Требования к Спиральному барьеру безопасности ЕГОЗА: <ul style="list-style-type: none"> - направляющая проволока должна быть оцинкованной высокоуглеродистой, диаметром не менее 2,4 мм; - толщина оцинкованной ленты не менее 0,5 мм; - диаметр спирали в рабочем (растянутом) положении, не менее 500±20 мм; - количество витков на 1 п/м, шт. – не менее 5. • Нижнее дополнительное ограждение для защиты от подкопа должно устанавливаться под ограждением с заглублением в грунт не менее 50 см. Оно должно выполняться в виде бетонированного цоколя или сварной решетки из прутков арматурной стали диаметром не менее 16 мм, с ячейками размерами не более 150x150 мм, сваренной в перекрестиях. • Ограждение ПС обеспечить элементами инженерной укрепленности (воротами, калитками). Ворота устанавливать на автомобильных въездах на территорию объекта. По периметру территории охраняемого объекта могут устанавливаться как основные, так и запасные или аварийные ворота. Конструкция ворот – решетчатые из металлоконструкций. Ширина ворот не менее - 4 метров, габарит проезда не менее 4 метров. В воротах предусмотреть калитку для прохода людей, шириной 1200 мм. Высота ворот должна составлять не менее 2,5 м. Конструкция ворот и калитки должна обеспечивать их жесткую фиксацию в закрытом положении. Ворота и калитка должны запираются на внутренний замок. Запирающие и блокирующие устройства при закрытом состоянии ворот должны обеспечивать соответствующую устойчивость к разрушающим воздействиям и сохранять работоспособность при повышенной влажности в широком диапазоне температур окружающего воздуха (минус 40 до +А13050 °С), прямом воздействии воды, снега, града, песка и других факторов. Ворота должны быть оборудованы дополнительным ограждением высотой не менее 500±20 мм.

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
	<p>Конструкция ворот и калиток должна соответствовать категории и классу – не ниже ХЛП, согласно ГОСТ 51242-98 и обеспечивать их жесткую фиксацию в закрытом положении.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Высота технологического (внутриподстанционного) ограждения ОРУ должна быть не менее 1,5 м. Ограждение должно быть сетчатым или решетчатым из металла.
Фундаменты	<ul style="list-style-type: none"> • Фундаменты под оборудование ОРУ 110, стойки порталов, прожекторной мачты, силовые трансформаторы, здание ОПУ и здание КРУН 10 кВ, принять из сборных железобетонных свай сечением 35х35см по типовому проекту 12614тм-т. 1. Ростверки стальные.
Мачты освещения	<ul style="list-style-type: none"> • Предусмотреть установку мачт освещения, выполняющих функции молниеприемника. • Проектом определить необходимость установки аэрозаградительной сигнализации и нанесение дневной маркировки т.к. ПС располагается в 3-х км от вертолетного аэропорта • Прокладку кабеля к мачтам освещения выполнить в трубе на расстоянии не менее 10 м, а по конструкции мачты освещения в трубе. • Лакокрасочное покрытие мачт освещения выполнить методом горячего цинкования согласно ГОСТ 9.307-89, либо двухкомпонентной окраской.
Порталы	<ul style="list-style-type: none"> • Предусмотреть установку приемных (линейных) порталов на ОРУ 110 кВ. • Лакокрасочное покрытие порталов выполнить методом горячего цинкования согласно ГОСТ 9.307-89, либо двухкомпонентной окраской. • Крепление порталов к фундаменту обеспечить посредством монтируемых ростверков.
Планировка территории	<ul style="list-style-type: none"> • Отсыпка территории ОРУ 110 кВ до нового уровня планировки песком с предварительной укладкой технологичной пленки, препятствующей появлению растительности, укрепление планировки щебнем. • Внутриплощадочные дороги выполнить кольцевыми с возможностью подъезда к оборудованию на базе дорожных плит. • Планировку территории выполнить щебнем фракцией не более 5-20. • Реконструкция подъездной автодороги к ПС и площадки перед подстанцией дорожными плитами.
Защита от грозовых перенапряжений	<ul style="list-style-type: none"> • Обосновать расчётами выбор защиты от прямых ударов молнии и от набегающих волн, исключаяющей перекрытие изоляции и возникновение перенапряжений в цепях вторичной коммутации; • Выполнить схему молниезащиты РУ с указанием на ней: <ul style="list-style-type: none"> -высот и защитных зон молниеотводов; -места заходов на приёмные порталы грозотросов ВЛ 110; -места установки защитных аппаратов (ОПН), и расстояния от них до защищаемого оборудования(расстояние по ошиновке); • тип устанавливаемых ОПН определить расчётом. Опросный лист согласовать с Заказчиком.
Защита от внутренних	<ul style="list-style-type: none"> • Определить проектом мероприятия по исключению возникновения в РУ 10, 110 кВ феррорезонансных перенапряжений;

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
перенапряжений	<ul style="list-style-type: none"> Определить проектом защиту РУ 110 кВ от высокочастотных перенапряжений.
Заземление	<ul style="list-style-type: none"> Выполнить расчет заземляющего устройства подстанции. В проекте указать следующие величины: <ul style="list-style-type: none"> -при проектировании по сопротивлению растеканию (сопротивление растекания, напряжение на заземляющем устройстве, ток короткого замыкания, коэффициент сезонности, удельное сопротивление грунта, тип грунтов). -при проектировании по допустимому напряжению прикосновения(напряжение прикосновения в контрольных точках, места расположения расчётных точек, напряжение на заземляющем устройстве, ток короткого замыкания коэффициент сезонности, удельное сопротивление грунта, тип грунтов). Проектом предусмотреть (указать в схеме заземления) способы монтажа горизонтальных и вертикальных заземлителей; Предусмотреть проектом (указать) способы присоединения корпусов основного оборудования, сторонних проводящих частей, металлических рукавов, металлических труб, кабельных каналов (лотков); Применить для заземлителей коррозионностойкие материалы со сниженным удельным сопротивлением.
Электромагнитная совместимость	Предусмотреть проектом (отдельным томом проекта) комплекс мероприятий по электромагнитной совместимости устройств РЗА, АСУ ТП, связи, видеонаблюдения и др. устройств.
Релейная защита и автоматика (РЗА)	<ol style="list-style-type: none"> Устройства РЗА применить микропроцессорного типа с функциями осцилографирования аварийных процессов, с возможностью оперативного ввода и вывода защит, автоматики и т.п. Установка устройства защиты и автоматики силовых трансформаторов, в том числе автоматики регулирования напряжения; Установка устройства защиты и автоматики присоединений 10 кВ, в том числе установка шкафов защиты от дуговых замыканий 10 кВ. Установка устройства центральной сигнализации, Организация программной оперативной блокировки разъединителей. Проектом предусмотреть АЧР-10 Проектом предусмотреть в устройствах РЗ функцию ОМП по всем отходящим фидерам 10 кВ
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, сбора и передачи информации	<ol style="list-style-type: none"> Модернизация системы телемеханики на базе микропроцессорных устройств и систем, обеспечивающих увеличение наблюдаемости и поддержку задач оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления. Предусмотреть удаленный доступ ко всем устройствам РЗА (просмотр и снятие аварийных осциллограмм, изменение уставок РЗА и т.п.) с рабочего места инженера РЗА ХМРЭС и инженера СРЗА НЮЭС. Интеграция в систему телемеханики программируемую оперативную блокировку разъединителями Для телесигнализации положения разъединителей и их заземляющих ножей применить двухпозиционный сигнал. Дискретные сигналы положения разъединителей и их заземляющих ножей выполнить на опер. токе = 220 В.

Показатель		Значение / Заданные характеристики*
		6. Разделить цепи оперативной блокировки и ТМ.
Средства измерений		<p>1. Требования к промежуточным клеммным рядам:</p> <p>1.1. Клеммные ряды для цепей напряжения и тока должны иметь встроенный расцепитель и тестовые разъемы.</p> <p>1.2. Клеммные ряды токовых цепей дополнительно должны иметь встроенную перемычку для закорачивания, либо иметь возможность установить внешнюю перемычку без разрыва токовой цепи.</p> <p>1.3. Исключить параллельное и последовательное подключение измерительных цепей, цепей питания. Все цепи тока и напряжения подключать к СИ через свои клеммники.</p> <p>2. Проектом предусмотреть установку цифровых щитовых приборов.</p> <p>3. Проектом предусмотреть установку средств измерений для контроля показателей качества электроэнергии.</p>
Система коммерческого учёта электроэнергии		<p>1. Полная модернизация системы учета электроэнергии с организацией удаленного сбора данных.</p> <p>2. Проектом предусмотреть установку цифровых счетчиков электроэнергии,</p>
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	<p>1. Предусмотреть строительство ответвлений волоконно-оптической линии передачи (ВОЛП) от существующего ствола ВОЛС на участке ПС 220 кВ Снежная – ПС 110 кВ Фоминская, на ПС 110 кВ Выкатная, ПС 110 кВ Батово, ПС 110 кВ Горноправдинская.</p> <p>2. Емкость проектируемого оптического кабеля должны быть не менее 48 ОВ.</p> <p>3. Проект согласовать с проектом реконструкции ВЛ 110 кВ Снежная – Ханты-Мансийская (оперативное наименование ВЛ 110 Снежная - Фоминская)</p>
	ЦРРЛ	Не требуется.
	ВЧ-связь	<p>1. Предусмотреть замену одноканальной аналоговой аппаратуры ВЧ связи АВС-1 ПС 110 кВ Горноправдинская – ПС 110кВ Батово на двухканальную цифровую аппаратуру по ВЛ 110кВ Снежная-Фоминская 1 цепь фаза А. Предусмотреть замену оборудования ВЧ обработки на ПС 110 кВ Горноправдинская и Батово на ВЛ 110кВ Снежная - Фоминская фаза А.</p> <p>2. Аппаратуру ВЧ-связи использовать только для каналов голосовой связи канал ТЧ и телемеханики RS 232 9600бит/с.</p>
	Спутниковые системы связи	Предусмотреть проектом спутниковые терминалы «Иридиум».
	Комплекс внутриобъектной связи	Не требуется.
	Инфраструктура средств связи	Не требуется.
Требования по структуре оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления ПС		Способ организации оперативного обслуживания ПС постоянный оперативный персонал.

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
Вид обслуживания. Требования к эксплуатации оборудования ПС, техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР)	<ul style="list-style-type: none"> • Предусмотреть проектом вагон-дом для проживания ремонтного персонала. Его оснащение мебелью, бытовой техникой, сплит-системой и т.д. предварительно согласовать с заказчиком. • Проектом предусмотреть подключение вагон-дома к заземляющему устройству, питание электроприемников вагон-дома, предусмотреть слив воды, подключение к компьютерной сети и ТВ. • При осуществлении питания электроприёмников (дома-вагоны и др. для проживания ремонтного, оперативного персонала), находящихся за пределами заземляющего устройства электроустановки выше 1000 В сети с эффективно-заземлённой нейтралью, от обмоток до 1000 В с заземлённой нейтралью трансформаторов, находящихся в пределах контура заземляющего устройства электроустановки выше 1000 В, проектом предусмотреть мероприятия по исключению выноса потенциала, согласно требованиям ПУЭ 7-е издание. Питание жилых вагончиков, находящихся за пределами заземляющего устройства выполнить через разделительный трансформатор.
Требования к охране объекта	Предусмотреть оборудование объекта периметральной охранной сигнализацией (ПОС) и средствами охранного телевидения (СОТ), согласно «Типовым техническим решениям по оснащению объектов филиала АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети инженерно-техническими средствами охраны» (приложение 4).
Аварийный запас	Предусмотреть проектом аварийный запас для каждого РУ, предварительно согласованный с заказчиком, согласно регламенту.

4.2. В части ЛЭП: Диспетчерские наименования заходов ВЛ 110 кВ остаются без изменений: ВЛ 110 кВ Снежная-Фоминская-1, ВЛ 110 кВ Снежная-Фоминская-2.

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

5.1. Предпроектные обследования

5.1.1. Перед началом проектирования выполнить предпроектные обследования (далее – ППО) (оформить отдельным томом отчет о ППО, если разработка такового не производилась), в том числе обследование существующих фундаментов под оборудование и строительных конструкций в соответствии с требованиями СП-102-2003 (результаты обследования изложить в отчете о техническом состоянии строительных конструкций в соответствии с требованиями раздела 11 СП-102-2003 оформить отдельным томом). При предпроектном обследовании объекта, систем ИТС и связи совместно с филиалом АО «Тюменьэнерго»:

5.1.2. Определить:

5.1.2.1. необходимость переустройства конечной опоры ВЛ 110 кВ и заходов на подстанцию;

5.1.2.2. возможность переноса существующих конечных опор отходящих ВЛ 10 кВ потребителя, в случае расширения территории объекта;

5.1.2.3. необходимость и возможность выделения дополнительного землеотвода для расширения существующей территории объекта;

5.1.2.4. состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств РЗ, сетевой автоматики, ПА, регистрации аварийных событий и процессов (РАСП) в сети, прилегающей к объекту проектирования;

5.1.2.5. объемы и места реализации управляющих воздействий (отключение нагрузки, оборудования и т.п.) от устройств и комплексов ПА;

5.1.2.6. схему и состав сети связи диспетчерского и технологического управления (ССДТУ) на объекте строительства (расширения, реконструкции) и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА, телеинформации и голосовой информации включая наличие резервных каналов связи.

5.1.3. Произвести оценку:

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

5.1.3.2. существующих автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) в части схемы организации связи для расширяемых и реконструируемых объектов с центром управления сетями (ЦУС) АО «Тюменьэнерго», на предмет достаточности существующих АСУ ТП (ССДТУ и ССПИ) и необходимости их модернизации.

5.1.4. При предпроектном обследовании объекта для всех, применяемых на объекте СИ необходимо определить:

5.1.4.1. перечень, размещение и условия эксплуатации СИ;

5.1.4.2. параметры и техническое состояние СИ;

5.1.4.3. параметры и техническое состояние цепей измерений, включая вторичные цепи.

5.1.4.4. при предпроектном обследовании должна быть проведена оценка состояния электромагнитной обстановки на объекте проектирования.

5.1.4.5. В случае проектирования ВОЛС произвести предпроектное обследование опор ВЛ с предоставлением фотоматериалов и актов обследования, с указанием фактических длин пролетов и координат опор ВЛ.

5.2. I этап проектирования «Разработка, обоснование и согласование основных технических решений (ОТР)».

На этапе разработки ОТР разработать таблицы с техническими характеристиками применяемого оборудования в соответствии с приложением № 1 к настоящему Заданию на проектирование, согласовать с заказчиком.

Провести сравнение вариантов сооружения, реконструкции объектов с применением традиционных и инновационных решений из «Реестра инновационных решений», размещённого на сайте ПАО «Россети» в разделе «Инвестиции и инновации», подраздел «Внедрение инновационных решений» - «Реестр инновационных решений».

5.2.1. «Балансы и режимы»:

5.2.1.1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности Ханты-Мансийского энергорайона, энергосистемы Тюменской области на год ввода объекта в эксплуатацию и перспективу 5 лет для характерных режимов, указанных в п. 5.2.1.2.

5.2.1.2. В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов 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 ввода объекта (окончания расширения, реконструкции) в эксплуатацию и на перспективу 5 лет с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 10-110 кВ, прилегающей к объектам проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня.

Результаты расчетов должны включать в себя: данные по токовым нагрузкам линий электропередачи, трансформаторов ПС, данные потокораспределения активной и

реактивной мощности, уровни напряжений в сети 10-110 кВ как в табличной форме, так и нанесенные на однолинейную схему замещения электрической сети. На основании выполненных расчетов электрических режимов, в случае превышения расчетными величинами допустимых параметров электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.), предоставить рекомендации по усилению существующей сети, а также замене оборудования и устройств.

На основании результатов расчетов должны быть проведены: выбор оборудования ПС и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

5.2.2. «Расчет токов короткого замыкания».

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 10-110 кВ и выше на год ввода объекта в эксплуатацию (окончания расширения, реконструкции) и на перспективу 5 лет.

По результатам расчетов токов КЗ должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования на энергообъекте, а также рекомендации по замене коммутационного оборудования и иного оборудования на объектах прилегающей сети и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ.

5.2.3. «Основные решения по ПС».

5.2.3.1. Необходимо разработать и сопоставить различные варианты (не менее 2-х, с оценкой экономических показателей и выполнению технико-экономического сравнения по критерию минимума дисконтированных затрат) технических решений по ПС (2 варианта - площадок, схем, конструктивных, компоновочных решений и 2 варианта - оборудования разных производителей для предпочтительного варианта по итогам первого этапа сравнения) с обосновывающими расчетами. Представить детальное обоснование предпочтительного варианта.

5.2.3.2. В части заходов ВЛ 110 определить необходимость переноса опоры ВЛ 110 для расширения подстанции.

5.2.3.3. В части ПС определить и выполнить:

- комплексные изыскания под площадку (при необходимости) в местной системе координат, система высот Балтийская;
- координаты ПС в системе WGS 84;
- принципиальную электрическую схему ПС с расчетно-пояснительной запиской;
- количество, мощность и типоразмер (преимущественно открытой установки) трансформаторного оборудования; решения по замене или модернизации (в т.ч. с описанием объема) трансформаторного оборудования и шунтирующих реакторов;
- решения по организации системы электроснабжения СН (количество и мощность ТСН), схем питания отходящих линий, мнемосхемы подстанции и собственных нужд;
- решения по ограничению емкостного тока в циклах АПВ;
- решения по ограничению токов КЗ, включая способ, состав и параметры применяемого оборудования (при необходимости);
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения РУ (ОРУ, ЗРУ);
- наличие особых требований к изоляции;
- общие решения по инженерным системам (противопожарным, в том числе автоматическим системам пожаротушения и сигнализации, водоснабжению, по организации отвода трансформаторного масла и др.) и водоотводу;
- перечень новых зданий и сооружений с основными решениями (фундаменты, чертежи коммуникаций, исполнение внешних стен и кровли, компоновка, планы этажей, размеры), исходя из следующих требований:

— сооружение, преимущественно, единого совмещенного здания в пределах одной ПС

(ОПУ), в том числе для размещения оборудования СН, устройств РЗА, СУЭ, связи, средства автоматической диагностики (мониторинга), АСУ ТП, АРМ;

- выполнение единой системы вентиляции с не менее чем однократным принудительным воздухообменом, а также прецизионного кондиционирования и обогрева, с учетом выполнения требований производителей оборудования по климатическим параметрам (вентиляция аккумуляторных выполняется автономной);
- выполнение систем освещения в зданиях и на ОПУ (рабочего, дежурного и аварийного освещения) с применением светодиодных осветительных приборов, оснащенных системой регулирования освещенности;
- обеспечение на ПС, преимущественно в совмещенном здании (или здании ОПУ), помещений для пребывания командированного персонала, ремонтного персонала, комнату приема пищи, комнату для сушки одежды/раздевалку, санузел, место для курения;
- выполнение закрытых переходов между зданиями одной ПС (при необходимости);
- обеспечения соответствия производственных и жилых помещений требованиям действующих СанПиН;
- эстетичный внешний вид, долговечность и стойкость к износу материалов, технических средств и конструкций (в том числе элементов интерьера), применяемых для внутренней и внешней отделки.

- решения по комплектации объекта вагон-домом для проживания ремонтного персонала;

- тип опор, мачт, порталов и фундаментов под них и оборудование;
- тип кабельных каналов;
- тип применяемой кабельной продукции;
- решения по подсыпке территории ПС щебнем либо иные решения (в том числе бетонирование или асфальтирование отдельных площадок и тротуаров, устройство въездов и организация водоотвода);

- решения по обеспечению подъездных дорог, внутриплощадочных проездов, организации ремонтных площадок для силовых трансформаторов;

- решения по формированию и хранению аварийного запаса для реконструируемого объекта;

- решения по организации внутреннего и внешнего ограждения подстанции;
- решения по молниезащите, исключаяющей перекрытие изоляции и возникновение перенапряжений в цепях вторичной коммутации;

- решения по контуру заземления с применением коррозионностойких материалов со сниженным удельным сопротивлением для заземляющих устройств;

- основные решения по организации постоянного тока (принципиальную схему, количество, емкость и место установки АБ, ЗПА и ЩПТ);

- решения по режимам АПВ;
- решения по обеспечению ЭМС устройств ИТС и СС на основании результатов предпроектного обследования состояния электромагнитной обстановки на объекте;

- результаты предпроектного обследования систем ИТС и СС;
- схему размещения устройств РЗА на объекте строительства и в прилегающей сети;

- схему распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН.

- структуру диспетчерского и оперативно-технологического управления объектом с указанием диспетчерского центра ОДС филиала АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети, осуществляющего диспетчерское и оперативно-технологическое управление отходящими ЛЭП, оборудованием и устройствами подстанции, направления приема-передачи оперативной и технологической информации; решения по созданию (реконструкции, модернизации) системы регистрации аварийных процессов и событий (РАС) объекта (подстанции, ЛЭП, оборудования и т.п.), в том числе по расстановке РАС с

учетом: обеспечения возможности анализа причин возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций при КЗ, сопровождающихся действием систем и устройств РЗ, систем и устройств ПА; передачи данных системы РАС с объектов в ОДС филиала АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети; наличия и использования функции РАС в микропроцессорных терминалах РЗА только для анализа внутренних событий терминалов; синхронизации всех устройств, составляющих систему регистрации аварийных событий на создаваемом (реконструируемом, модернизируемом) и смежных объектах энергосистемы.

5.2.4. «Релейная защита и автоматика»

5.2.4.1. В составе раздела разработать ОТП по РЗА, в том числе:

- представить ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты, сетевой автоматики для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит, в т.ч. обоснование:
 - требуемого количества и направленности ступеней резервных защит ЛЭП;
 - необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты ЛЭП 110 кВ);
 - алгоритмов АПВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.);
 - принятых коэффициентов трансформации ТТ дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов ТТ (без установки промежуточных ТТ);
 - определить состав устройств РЗА каждого элемента проектируемого объекта и каждой отходящей ЛЭП;
 - определить состав устройств РЗА ЛЭП на противоположных концах ЛЭП.

5.2.5. «Регистрация аварийных событий (РАС) и определение мест повреждения (ОМП)»

5.2.5.1. В составе раздела разработать ОТП по регистрации аварийных событий и процессов, включая РАС, ОМП.

5.2.5.2. Решения по созданию системы РАС, ОМП, в том числе по расстановке РАС, ОМП, должны быть выполнены с учетом:

- обеспечения возможности обеспечения возможности оперативного определения места КЗ и анализа причин возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций при КЗ, сопровождающихся действием устройств РЗА (в т.ч. отключение КЗ в зоне дальнего резервирования);
- наличия и использования функции ОМП в микропроцессорных терминалах релейной защиты, автоматики, только для анализа внутренних событий терминалов.
- синхронизации всех устройств, составляющих систему регистрации аварийных событий, на реконструируемом объекте по сигналам единого точного времени спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС и/или GPS.

5.2.6. «Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)».

5.2.6.1. В составе раздела разработать:

- перечень сигналов телеинформации для филиала;
- структурную схему АСУ ТП и передачи данных РАС с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации; пояснительную записку (состав функциональных подсистем, направления передачи информации);
- решения по организации оперативных блокировок отдельным устройством;
- решения по местам установки средств АСУ ТП;
- решения по организации измерений, организуемых средствами АСУ ТП и интегрируемых в АСУ ТП, и их метрологическому обеспечению.

5.2.6.2. В составе раздела разработать ОТП по организации АСУ ТП в части

ССПИ с использованием устройств телемеханики (ТМ), структурную схему АСУ ТП с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации. Предусмотреть согласование с филиалом АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети объемов телеинформации, необходимой для оперативного обслуживания, оперативно-технологического управления и диспетчеризации проектируемого объекта.

Предусмотреть согласование с ОДС филиала АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети объемов телеинформации необходимой для оперативно-технологического управления и диспетчеризации проектируемого объекта.

5.2.7. «Система учета электроэнергии с удаленным сбором данных».

5.2.7.1. В составе раздела разработать ОТР по организации учета электроэнергии (СУЭ). ОТР в части СУЭ должны быть представлены структурной схемой СУЭ с указанием возможности использования существующего оборудования и порядка сбора данных на все уровни управления АО «Тюменьэнерго».

5.2.8. «Организация связи».

5.2.8.1. В составе раздела на основании результатов предпроектного обследования разработать ОТР по модернизации/созданию систем связи для организации передачи информации в соответствующие Центры управления сетями филиала АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети, ДП ПО АО «Тюменьэнерго» для передачи сигналов/команд систем РЗ и ПА в том числе:

- пояснительную записку с описанием предлагаемых решений;
- перечень проектируемых систем связи и укрупненный состав каждой из проектируемых систем связи;
- направления организации каналов связи (при необходимости в форме таблицы информационных потоков) с указанием типа, емкости и назначения организуемых каналов связи и систем связи по которым организуются данные каналы;
- линейные и структурные схемы организации связи по проектируемым системам связи (отдельно для каждой из систем) с указанием типа, пропускной способности систем связи, емкости каналов связи для передачи голоса и данных (ТМ, ТЛФ и т.д.) до центров управления электроэнергетики (ЦУС, ДП, ДЦ) и для передачи сигналов/команд РЗ и ПА, включая линейно-кабельные сооружения по проектируемым системам связи с указанием расстояний и количества оптических волокон (ОВ);
- результаты обследования существующих ВЛ на предмет возможности подвески проектируемого ВОЛС на существующие опоры (при необходимости);
- При использовании инфраструктуры сторонних организаций должны быть представлены соответствующие согласующие письма.

5.2.9. «Автоматическая диагностика»

5.2.9.1. Оснащение проектируемого объекта средствами автоматической диагностики силового оборудования не требуется.

5.2.10. «Метрологическое обеспечение».

5.2.10.1. В составе раздела определить и разработать:

- перечень измеряемых на объекте параметров и точки (место) измерения, диапазон изменения измеряемого параметра и перечень влияющих на результат измерения внешних величин;
- отнесение измеряемого параметра к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- требования к нормам точности измерения параметра;
- необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС;
- основные требования по выбору СИ;

- основные требования к метрологическому обеспечению (МО) СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация).
- При разработке раздела по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ руководствоваться ГОСТ Р 8.596-2002 (см. раздел 2), СУЭ РРЭ Стандартом организации АО «Тюменьэнерго» «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах АО «Тюменьэнерго», СТ-ИА-40.13.11.-5-11-06-2014;.

5.2.11. Материалы I этапа проектирования (по ПС, ЛЭП) с пояснительной запиской по ОТП представить на рассмотрение Заказчику в объеме, необходимом для принятия решений в соответствии с п.п. 5.2.1-5.2.11 настоящего ЗП, последующего согласования в экспертной комиссии ИА АО «Тюменьэнерго».

5.2.12. Состав представляемых на рассмотрение проектных материалов:

- 5.2.12.1. перечень исходных данных для проектирования, утвержденное ЗП;
- 5.2.12.2. генеральный план, схема присоединения к энергосистеме и главная электрическая схема существующей ПС;
- 5.2.12.3. данные об отключающей способности выключателей, термической стойкости и пропускной способности другого оборудования на объектах сети 110 кВ и выше, прилегающей к объекту проектирования (в табличном виде);
- 5.2.12.4. материалы геологических и геодезических изысканий; решения по площадке ПС на существующей территории;
- 5.2.12.5. климатическая характеристика региона строительства;
- 5.2.12.6. информация (согласующие письма) о согласовании филиалом АО «Тюменьэнерго» расчетных моделей сети на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 и 10 лет;
- 5.2.12.7. расчетные модели всех характерных режимов, на основе которых проводились расчеты, в электронном виде в формате программных комплексов, использованных при проведении расчетов, в т.ч. графические схемы;
- 5.2.12.8. результаты расчетов электроэнергетических режимов, токов КЗ в графическом и табличном виде;
- 5.2.12.9. результаты расчетов специальных режимов работы проектируемых ЛЭП с приведением соответствующих выводов;
- 5.2.12.10. расчеты мощности приемников СН в табличной форме. Выбор количества, единичной мощности, типоразмера ТСН, обоснование резервирования СН, выбор принципиальной схемы СН.
- 5.2.12.11. требования к основным техническим и метрологическим характеристикам устанавливаемого оборудования;
- 5.2.12.12. чертежи с компоновкой ПС и каждого РУ, по которому выполняется проектирование;
- 5.2.12.13. план заходов существующих и проектируемых ЛЭП на ПС (в т.ч. с расположением переходных пунктов);
- 5.2.12.14. ситуационный план ПС;
- 5.2.12.15. генеральный план реконструируемой ПС с отражением на нем вновь сооружаемых и переустанавливаемых электроустановок, зданий, сооружений, коммуникаций и др;
- 5.2.12.16. организация эксплуатации, хранения аварийного резерва;
- 5.2.12.17. для ПС - укрупненный ПОС с поэтапной разбивкой процесса реконструкции объекта (этапы выполнения работ по демонтажу и последующему монтажу оборудования, зданий и сооружений подстанции).
- 5.2.12.18. схема электрическая принципиальная ПС (расширяемых частей);
- 5.2.12.19. основные решения в части организации и метрологического обеспечения измерений электрических и неэлектрических величин) как входящих, так и не входящих в

ИТС в объеме вновь устанавливаемого и реконструируемого оборудования:

- перечень измеряемых параметров с указанием норм точности измерений, диапазоны изменения измеряемых параметров (по результатам предпроектного обследования, расчета электрических режимов) и метрологических характеристик измерительных компонентов измерительных каналов;
- перечень вновь организуемых и реконструируемых измерительных каналов с указанием состава измерительных каналов, с их привязкой к диспетчерским наименованиям;
- основные решения по организации и метрологического обеспечения измерений, в том числе, принципы интеграции существующих и вновь создаваемых ИТС.
- Основные решения в части организации и метрологического обеспечения измерений выделяются в отдельный раздел «Метрологическое обеспечение». В части измерений, входящих в ИТС допускается выделение подразделов в разделах, посвященных этим ИТС.

5.2.12.20. схема распределения устройств ИТС по ТТ и ТН с пояснительной запиской;

5.2.12.21. схема размещения устройств РЗА на объекте строительства и в прилегающей сети;

5.2.12.22. решения по регистрации независимыми РАС с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗ, в т.ч. вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров, условия пуска (для обеспечения функций РАС);

5.2.12.23. ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит;

5.2.12.24. схема расположения оборудования ОПУ, КРУН.

5.2.12.25. структурная схема организации СУЭ;

5.2.12.26. структурная схема организации СМ с обязательным изложением основных технических решений в соответствии с ЗП;

5.2.12.27. структурная схема организации АСУ ТП или ССПИ с обязательным изложением основных технических решений в соответствии с ЗП;

5.2.12.28. схемы организации АСТУ и связи;

5.2.12.29. технико-экономические сопоставления дисконтированных затрат, выполненные в программе «ГРАНД-СМЕТА», и обоснования вариантов технических решений;

5.2.12.30. решения по безопасному производству работ на ПС (проекты производства работы, технологические карты);

5.2.12.31. расчет стоимости строительства рекомендуемого варианта;

5.2.12.32. чертежи зданий ПС.

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

5.3.1. 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», а также с учётом согласованных основных технических решений (пункт 5.2.).

5.3.2. На этапе разработки проектной документации разработать таблицы с техническими характеристиками оборудования в соответствии с приложением № 1 к настоящему Заданию на проектирование, согласовать с заказчиком.

5.3.3. Провести сравнение вариантов сооружения, реконструкции объектов с применением традиционных и инновационных решений из «Реестра инновационных решений», размещённого на сайте ПАО «Россети», в разделе «Инвестиции и инновации», подраздел «Внедрение инновационных решений» - «Реестр инновационных решений».

5.3.4. В том числе для ПС выполнить/определить:

- 5.3.4.1. решение о необходимости дополнительного землеотвода и утверждение его в соответствующих органах власти;
- 5.3.4.2. необходимый для разработки проекта объем изыскательских работ с выносом и закреплением на местности временными реперами площадки;
- 5.3.4.3. проект демонтажных работ, подготовки территории строительства;
- 5.3.4.4. компоновку, генеральный план ПС;
- 5.3.4.5. проект инженерных коммуникаций;
- 5.3.4.6. решения по зданиям и сооружениям;
- 5.3.4.7. проект дорог, маршрутов доставки крупногабаритного груза;
- 5.3.4.8. конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
- 5.3.4.9. решения по комплектации объекта вагон-домом для проживания ремонтного персонала;
- 5.3.4.10. решения по применяемому типу опор, мачт, порталов и фундаментов под них и оборудование;
- 5.3.4.11. тип кабельных каналов;
- 5.3.4.12. тип применяемой кабельной продукции;
- 5.3.4.13. решения по подсыпке территории ПС щебнем либо иные решения (в том числе бетонирование или асфальтирование отдельных площадок и тротуаров, устройство въездов и организация водоотвода);
- 5.3.4.14. решения по обеспечению подъездных дорог, внутримплощадочных проездов, организации ремонтных площадок для силовых трансформаторов;
- 5.3.4.15. решения по формированию и хранению аварийного запаса для реконструируемого объекта;
- 5.3.4.16. решения по организации внутреннего и внешнего ограждения подстанции;
- 5.3.4.17. технические требования к основному электротехническому оборудованию (Т, СКРМ, выключатели, разъединители, ТТ, ТН, устройства релейной защиты, сетевой автоматики, ПА, РАС, ОМП, ССПИ, ИТС, СУЭ, ССДТУ и т.д.), в том числе на основе вида обслуживания объекта;
- 5.3.4.18. решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений;
- 5.3.4.19. решения по контуру заземления;
- 5.3.4.20. решения по молниезащите, исключающей перекрытие изоляции и возникновение перенапряжений в цепях вторичной коммутации;
- 5.3.4.21. специально обосновать замену основного электрооборудования или объем его модернизации;
- 5.3.4.22. схемные и технические решения по ограничению токов КЗ;
- 5.3.4.23. решения по изменению (при необходимости) коэффициентов трансформации ТТ или замене оборудования в прилегающей сети;
- 5.3.4.24. технические решения по электромагнитной совместимости устройств ИТС и СС на проектируемом;
- 5.3.4.25. необходимость и возможность расширения ПС в перспективе;
- 5.3.4.26. решения по обеспечению электроснабжения собственных нужд (СН): схему системы СН и схему питания СН; требуемая мощность источников СН;
- 5.3.4.27. прочие разделы проектной документации;
- 5.3.4.28. Решения по обеспечению пожарной безопасности и охраны окружающей среды должны быть оформлены отдельными томами «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» и «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

5.3.5. В части технических решений по релейной защите, сетевой автоматике,

ПА объекта проектирования и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств, необходимо выполнить/определить в т.ч.:

5.3.5.1. Схему размещения устройств РЗА на объекте строительства и в прилегающей сети.

5.3.5.2. Совмещенную схему распределения по ТТ и ТН устройств РЗА, АСУ ТП, СУЭ;

5.3.5.3. Принципиальные электрические и структурно-функциональные схемы устройств РЗА с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств релейной защиты и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП ПС.

5.3.5.4. Перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети, необходимых на данном объекте;

5.3.5.5. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава устройств.

5.3.5.6. Решения по удаленному доступу к терминалам РЗА из филиала АО «Тюменьэнерго» «Нефтеюганские электрические сети».

5.3.5.7. 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 РЗА (дифференциальная защита шин, продольная дифференциальная, дифференциально-фазная защита линии, ступенчатые защиты линий и т.д.), их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗА при КЗ в месте их установки и в других точках сети, постоянной времени сети соответствующего напряжения и т.п.).

5.3.5.8. Технические решения по устройствам РЗА, АСУ ТП, СУЭ, СС оформить отдельными томами (разделами).

5.3.5.9. Выбор (тип, номинал) автоматических выключателей во вторичных цепях трансформаторов напряжения, обоснование выбора (расчет).

5.3.5.10. Расчёт сечений жил контрольных кабелей в цепях устройств РЗА.

5.3.5.11. Расчёт номинальной мощности блока питания оперативной блокировки разъединителей.

5.3.5.12. Однолинейную расчетную схему прилегающей сети для расчета токов КЗ, необходимых для расчета параметров срабатывания релейной защиты, с указанием длин и марок проводов участков ВЛ, типов и количества опор, типов изоляторов, марок грозозащитных тросов, а также при наличии участков ВЛ-110 кВ и выше параллельного следования в коридоре 100 м расстояния между ВЛ и протяженности данных участков. Для параллельных ВЛ указать вышеперечисленные параметры.

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

5.3.6.1. Перечень функциональных подсистем и задач АСУ ТП. Дать характеристику задач, решаемых в АСУ ТП, по каждой подсистеме.

5.3.6.2. Структурная схема АСУ ТП.

5.3.6.3. Перечень сигналов, собираемых в АСУ ТП, в том числе передаваемых в филиал АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские сети представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- название присоединения;
- наименование параметров;
- тип сигнала;
- источник информации;
- тип измерительного преобразователя (датчика).

5.3.6.4. Объем телеметрии определить проектом. Перечень сигналов должен обеспечивать увеличение наблюдаемости и поддержку задач оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления

5.3.6.5. Решения по регистрации аварийных процессов и событий объекта (ВЛ/КЛ/ПС) с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, ПА, в т.ч.:

- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
- частота обработки;
- условия пуска (для обеспечения функции РАС) должны обеспечивать сбор информации, достаточной для обеспечения своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса (возникновения, протекания и ликвидации аварии, установления фактического алгоритма работы систем РЗА, блок-контактов выключателей, параметров СОПТ и др.).

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

5.3.6.7. Решения по организации измерений (характеристики входных сигналов, классы точности), сбору дискретной информации (характеристики входных сигналов), управлению (характеристики выходных сигналов). Решения по организации коммуникаций между устройствами и подсистемами на базе стандартных протоколов.

5.3.6.8. Решения по созданию архивов АСУ ТП.

5.3.6.9. Решения по организации автоматизированных рабочих мест (АРМ):

- определение количества АРМ на ПС;
- определение функций для каждого типа АРМ;
- определение конфигурации для каждого типа АРМ (состав и характеристики аппаратного обеспечения);
- характеристика программного обеспечения (ПО) для каждого типа АРМ (состав и функциональное назначение каждого вида ПО).

5.3.6.10. Для организации телеизмерений напряжения, тока, мощности предусмотреть установку многофункциональных измерительных преобразователей с классом точности не менее 0,5, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов классом точности не менее 0,5.

5.3.6.11. Решения по обмену технологической информацией с ЦДС АО «Тюменьэнерго» и на базе протоколов МЭК: выбор направления обмена, определение состава и объема информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления по вновь вводимому оборудованию.

5.3.6.12. Организовать основной и резервный канал связи и ТМ в филиал АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети. Протокол передачи по основному каналу (МЭК) IEC 60870-5-104 со скоростью обмена не менее 64 кбит/с; по резервному каналу (МЭК) IEC 60870-5-101 со скоростью обмена не менее 9600 бит/с.

5.3.6.13. Решения по организации управления коммутационными аппаратами (КА) из филиала АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети и с ДП РЭС в соответствии со структурой оперативного управления.

5.3.6.14. Решения по диагностике, надежности, отказоустойчивости и резервированию системы АСУ ТП, а также резервному управлению первичным оборудованием при отказах АСУ ТП.

5.3.6.15. Решения по подсистеме мониторинга и управления инженерными системами ПС.

5.3.6.16. Решения по интеграции (информационному обмену) в АСУ ТП систем РЗА, СУЭ, мониторинга и диагностики состояния основного оборудования и инженерных систем подстанции, взаимодействие с оборудованием системы связи на основе стандартных протоколов.

5.3.6.17. Раздел АСУ ТП выполнить в полном объеме без ссылок на другие

разделы/тома.

5.3.6.18. Предусмотреть аварийный запас. Перечень согласовать с филиалом АО "Тюменьэнерго" Нефтеюганские электрические сети.

5.3.6.19. Суммарное время на измерение и передачу телеметрии с энергообъекта в ДЦ - в пределах 1 секунды.

5.3.6.20. Телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени.

5.3.6.21. Предусмотреть расширение количества параметров ключа программного обеспечения ОИК-Диспетчер НТ ЦППС НЮЭС.

5.3.6.22. Предусмотреть отображение нового объекта в ПТК НЮЭС с привязкой сигналов на диспетчерском щите установленном в ИЛК НЮЭС и в РЭС НЮЭС.

5.3.6.23. Предусмотреть расширение приёмо-передающей аппаратуры в центральной приёмо-передающей станции НЮЭС.

5.3.6.24. Предусмотреть локально-вычислительную сеть на ПС. Локально-вычислительная сеть ПС должна быть совместимой и интегрированной с существующей ЛВС НЮЭС.

5.3.7. В части технических решений по системе учета электроэнергии (СУЭ) с удаленным сбором данных на реконструируемой ПС необходимо выполнить/определить:

5.3.7.1. Модернизацию системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных, соответствующую техническим требованиям Стандарта «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах АО "Тюменьэнерго"» (СТ-ИА-40.13.11-5-11-06-2014), «Типовая инструкция по учету электроэнергии» (СО 153-34.09.101-94).

5.3.7.2. Том СУЭ разработать в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89 «Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем», ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные системы. Стадии создания» и РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

5.3.7.3. Разработать эксплуатационную документацию в соответствии с требованиями РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

5.3.7.4. Отрастить структуру, описание СУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК сетей, ИВК ИА АО «Тюменьэнерго») и каналы передачи данных между всеми уровнями СУЭ. Предусмотреть включение в СУЭ всех измерительных комплексов учета электроэнергии подстанции.

5.3.7.5. Предусмотреть основной и резервный каналы связи передачи данных.

5.3.7.6. Описать защиту от несанкционированного доступа к информации на всех уровнях СУЭ.

5.3.7.7. Обеспечить гарантированное питание напряжением переменного тока 220В счетчиков электрической энергии и УСПД ПТК от схемы АВР.

5.3.7.8. Предусмотреть установку двухинтерфейсных счетчиков электроэнергии, оборудованных резервным питанием.

5.3.7.9. Измерительные цепи коммерческого учета подключать к отдельным обмоткам ТТ и ТН соответствующих классов точности.

5.3.7.10. Установку счетчиков, УСПД и другого оборудования СУЭ производить в отдельно стоящих шкафах. Целесообразность выполнения данного требования для КРУ (КРУН) 6-10 кВ обосновать в проектной документации.

5.3.7.11. Производить подключение счетчика к ТТ и ТН отдельным кабелем, при этом подсоединение к электросчетчику должно быть проведено через испытательную

коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под счетчиком.

5.3.7.12. Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием СУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа.

5.3.7.13. Определить направление, состав и характеристики данных, передаваемых на другие уровни управления, включая расчет объемов передаваемой информации.

5.3.7.14. Выполнить интеграцию СУЭ с АСУ ТП ПС в части: получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей, передачи в АСУ ТП результатов измерения количественных параметров электроэнергии, передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов СУЭ (АРМ, УСПД, электросчетчиков, каналаобразующей аппаратуры).

5.3.7.15. Обеспечить вычисление полного баланса электроэнергии по ПС в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам (секциям шин) всех классов напряжений, с учетом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных.

5.3.7.16. Типы применяемых средств измерений должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

5.3.7.17. Предусмотреть аварийный запас. Перечень согласовать с филиалом АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети.

5.3.7.18. Предусмотреть установку средств измерений на каждое присоединение (110 кВ, 10 кВ) для контроля показателей качества электроэнергии, согласно ГОСТ 32144-2013 с размещением в отдельном шкафу. Целесообразность выполнения данного требования для КРУ (КРУН) 6-10 кВ обосновать в проектной документации. Средствами АСУ ТП организовать сбор данных из средств измерений ПКЭ и их передачу в филиал АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети.

5.3.7.19. Раздел СУЭ выполнить в полном объеме без ссылок на другие разделы/тома.

5.3.8. В части организационно-технических решений по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации (отдельным томом) в филиал АО «Тюменьэнерго» Нефтеюганские электрические сети с использованием имеющихся узлов связи необходимо выполнить/определить:

5.3.8.1. Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) и системы передачи (СП), обеспечивающие сопряжение следующих объектов: ПС 110 кВ Фоминская, ПС 110 кВ Выкатная, ПС 110 кВ Батово, ПС 110 кВ Горноправдинская, ПС 220 кВ Снежная. Предусмотреть доукомплектацию, либо замену существующего оборудования ВОСП.

5.3.8.2. Емкость волоконно-оптического кабеля - не менее 48 ОВ (Тип ОВ и ОК определить проектом), уровень системы передачи - STM-1. Конфигурацию мультиплексоров определить проектом на основании количества используемых.

5.3.8.3. Предусмотреть замену одноканальной аналоговой аппаратуры ВЧ связи АВС-1 ПС 110 кВ Горноправдинская – ПС 110кВ Батово на двухканальную цифровую аппаратуру по ВЛ 110 кВ Снежная-Фоминская 1 цепь фаза А. Предусмотреть замену оборудования ВЧ обработки на ПС 110 кВ Горноправдинская и Батово на ВЛ 110 кВ Снежная- Фоминская фаза А. Аппаратуру ВЧ-связи использовать только для каналов голосовой связи канал ТЧ и телемеханики RS 232 9600бит/с.

5.3.8.4. Состав проектируемых систем ВЧ-связи определить с учетом проектируемых в рамках других титулов и существующих ВОЛС в регионе. Определить максимально возможные частоты для каждой запроектированной системы ВЧ-связи по ВЛ, включая выполнение расчетов трактов.

5.3.8.5. Комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему, локальную вычислительную сеть, систему телефонной, оперативно-диспетчерской связи. Состав и объем внутриобъектной связи уточнить в проекте с учетом решений по диспетчерско-технологическому управлению ПС (с постоянным или без постоянного обслуживающего персонала).

5.3.8.6. Линейно-эксплуатационную связь для обслуживания ЛЭП на отходящих от ПС ВЛ с обоснованием использования систем спутниковой, коротковолновой (КВ) или ультракоротковолновой (УКВ) радиосвязи и выбором диапазона частот.

5.3.8.7. Предусмотреть отдельную комнату связи в ОПУ с установкой в ней сплит-системы и антистатического покрытия пола, пожарной сигнализации.

5.3.8.8. Организовать питание оборудования в комнате связи от 2-х разных систем шин с АВР. Гарантированное электропитание 220 В переменного тока для всех систем связи с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения не менее 4 часов.

5.3.8.9. Решения по организации системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, тактовой синхронизации, системы сигнализации, системы маршрутизации, системы нумерации, системы защиты информации.

5.3.8.10. Выбор диапазона частот для двухканальной аппаратуры ВЧ связи.

5.3.8.11. Технические требования на каждую систему связи.

5.3.8.12. Все решения должны быть взаимоувязаны с решениями по созданию систем связи в рамках ВОЛС по ВЛ 110 Снежная - Фоминская.

5.3.9. Технические решения в части метрологического обеспечения.

5.3.9.1. Раздел «Метрологическое обеспечение» должен быть оформлен самостоятельным томом (разделом) и содержать сводную ведомость с перечнем разделов по МО, входящих в состав проектной документации на отдельные системы (СУЭ, ПТК ССПИ, АСУ ТП). При этом раздел по МО каждой из систем оформляется самостоятельным подразделом в составе соответствующей проектной документации

5.3.9.2. Раздел «Метрологическое обеспечение» должен предусматривать выполнение метрологических мероприятий и работ, направленных на обеспечение единства и качества измерений, должен включать:

- перечень измеряемых параметров (для СИ, не входящих в измерительные системы) с указанием точки измерения и места установки СИ, принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений и диапазона изменения параметра;
- перечень ИК, входящих в состав измерительных систем (СУЭ, ПТК ССПИ, АСУ ТП), с указанием принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений, диапазона изменения параметра, компонентного состава ИК;
- условия эксплуатации СИ с указанием перечня внешних влияющих величин на результат измерений (в виде номинальных значений и диапазонов их изменения);
- расчеты-обоснования по выбору метрологических характеристик (МХ) СИ (требованиям нормативной документации на СИ) и ИК (требования к нормам точности измерений параметра или приписанной погрешности измерений ИК согласно МВИ);
- требования к метрологическим и техническим характеристикам каждого СИ;
- требования к конструктивному исполнению СИ, позволяющие проводить в процессе всего срока эксплуатации поверку и калибровку;
- требования к метрологическому обеспечению на всех этапах жизненного цикла;
- расчет нагрузки во вторичной цепи измерительных трансформаторов тока (ТТ);
- расчёт нагрузки во вторичной цепи измерительных трансформаторов напряжения (ТН);
- расчет потерь напряжения в проводах измерительных цепей напряжения;
- структурно-функциональные схемы включения СИ, с указанием: входных цепей, выходных цепей, клеммных коробок, необходимых для оперативного ввода/вывода из

работы, поверки, калибровки СИ;

- расчет необходимого объема 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;
- требования к квалификации и расчет численности персонала, необходимого для метрологического обеспечения объекта.
- Весь парк СИ (вновь устанавливаемые и заменяемые), обменный фонд СИ, эталоны и рабочие СИ, требуемые для технического и эксплуатационного обслуживания объекта, должны в полном объеме быть внесены в заказные спецификации.

5.3.10. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, АСУ ТП, СУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

5.3.11. Решения по организации электропитания систем РЗА, АСУ ТП, систем связи и других систем, включая:

5.3.11.1. таблицы потребителей сети собственных нужд 0,4 кВ и постоянного оперативного тока и их характеристики;

5.3.11.2. проверку кабелей 0,4 кВ на термическую стойкость, а также на невозгорание при воздействии тока КЗ;

5.3.11.3. определение емкости и количества элементов аккумуляторной батареи (АБ) и параметров ЗПА;

5.3.11.4. схемы сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ, включая схемы ЩПТ и ЩСН;

5.3.11.5. ориентировочные расчеты токов КЗ в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);

5.3.11.6. выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока и собственных нужд;

5.3.11.7. построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,4 кВ и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);

5.3.11.8. контроль состояния АБ и сети постоянного оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли».

5.3.12. Привести предварительный расчет объема кабельной продукции.

5.3.13. Результаты оценки воздействия на окружающую среду. Раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» оформить отдельным томом.

5.3.14. Выбор земельного участка для строительства.

5.3.15. Инженерно-технические вопросы гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций. Раздел оформить отдельным томом.

5.3.16. Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»

Раздел оформить отдельным томом, согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию». Противопожарные мероприятия разрабатываются в соответствии с действующими федеральными законами, правилами пожарной безопасности РФ и отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов. В разделе отразить информацию о соответствии мероприятий по пожарной безопасности кабельных сооружений, определенных проектом, установленным требованиям НТД в части их достаточности и обоснованности.

5.3.17. Раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов». Оформить отдельным томом.

5.3.17.1. Данный раздел должен содержать следующие сведения:

Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности, включающих:

- показатели, характеризующие удельную величину расхода электроэнергии на собственные нужды ПС;
- требования к архитектурным, функционально-технологическим, конструктивным и инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений;
- требования к отдельным элементам, конструкциям зданий, строений и сооружений и их свойствам, к используемым в зданиях, строениях и сооружениях устройствам и технологиям, а также к включаемым в проектную документацию и применяемым при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте зданий, строений и сооружений технологиям и материалам, позволяющие исключить нерациональный расход энергетических ресурсов как в процессе строительства, реконструкции и капитального ремонта зданий, строений и сооружений, так и в процессе их эксплуатации;
- иные установленные требования энергетической эффективности.
- Перечень требований энергетической эффективности, которым здание, строение и сооружение должны соответствовать при вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации, и сроки, в течение которых в процессе эксплуатации должно быть обеспечено выполнение указанных требований энергетической эффективности.

5.3.17.2. Выполнить систему отопления в зданиях и сооружениях (ОПУ, ЗРУ) с применением энергосберегающих приборов, оснащенных системой регулирования температуры.

5.3.17.3. Обеспечить установку приборов автоматического включения/отключения систем обогрева оборудования ПС, шкафов наружной установки ОРУ.

5.3.18. Проект организации строительства (ПОС)

ПОС с определением сроков выполнения строительно-монтажных работ, включая предложения по выделению очередей и пусковых комплексов, с технологическими решениями и схемами перезавода ЛЭП в новые ячейки, график поставки и схему транспортировки оборудования и т.д.

5.3.19. В ПОС для каждого этапа строительства и пускового комплекса должны быть проработаны решения:

5.3.19.1. В части ПС:

- по очередности выполнения работ по демонтажу и последующему монтажу оборудования, зданий и сооружений подстанции, при этом учесть применение дополнительного резервного оборудования необходимого для организации временного питания потребителя (применение мобильной подстанции, кабельных вставок 10 кВ и т.д.)

5.3.19.2. В части РЗА:

- выполнения релейной защиты при постановке под напряжение построенных участков ВЛ с учетом схемы их подключения к ПС;
- взаимодействия вновь устанавливаемых устройств РЗА с существующими на ПС устройствами РЗА;
- временного состава устройств РЗА на переходный период поэтапной реконструкции оборудования: ЛЭП (с учетом очередности замены устройств РЗА, выключателей, замены ВЧ оборудования, ТН, создания ВОЛС и т.п.

5.3.19.3. В части АСУ ТП:

- состав компонентов АСУ ТП, вводимых на каждом этапе строительства;
- организация передачи технологической информации по вновь вводимому оборудованию на верхние уровни управления;

5.3.19.4. В части СУЭ - по сохранению автоматического сбора данных по всем точкам учета ПС и передаче информации на верхние уровни управления АО «Тюменьэнерго»

5.3.19.5. В части систем связи:

- состав средств связи, вводимых на каждом этапе строительства;
- направления организации каналов связи с указанием видов передаваемой информации.

5.3.20. Охранные мероприятия для подстанции в соответствии с требованиями Приложения 4 к настоящему Техническому заданию.

5.3.21. Организация эксплуатации.

Выполнить раздел «Организация эксплуатации» с определением потребности в технике, необходимой для эксплуатации и ремонтов, а также требуемого количества, площади и технического оснащения гаражей, численности и квалификации оперативного и ремонтного персонала, водителей, персонала по техническому обслуживанию и ремонту транспортных средств, а также необходимого объема аварийного резерва и места их размещения.

5.3.22. Сметная документация.

5.3.23. Сметную документацию выполнить в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 №87.

5.3.24. Сметную документацию составить в соответствии с «Исходными данными для составления сметной документации на строительство и реконструкцию объектов капитального строительства АО «Тюменьэнерго» (действующее издание)» (Приложение № 2 к настоящему Заданию на проектирование), далее – Исходные данные.

В случае, если стоимость реализации объекта проектирования превышает 1,5 млрд. рублей с НДС, в главе 9 сводного сметного расчета учесть затраты на проведение публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта, в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 30.04.2013 № 382.

5.3.25. В сметной документации учесть (при необходимости):

5.3.25.1. затраты на покрытие убытков собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев, арендаторов земельных участков, связанных с изъятием путем выкупа или временным занятием указанных земельных участков для целей строительства (реконструкции) объекта капитального строительства;

5.3.25.2. затраты на проведение межевых работ;

5.3.25.3. затраты на арендную плату за временный отвод земель на период строительства;

5.3.25.4. затраты на проведение кадастровых работ и подготовку документов и материалов, необходимых для проведения постановки на государственный кадастровый учет земельных участков в соответствии с правилами, предусмотренными Земельным кодексом Российской Федерации и Федеральным законом от 24.07.2007 г. № 221-ФЗ «О государственном кадастре недвижимости»;

5.3.25.5. затраты на перевод земельного участка из одной категории в другую в соответствии с Федеральным законом от 21 декабря 2004 г. № 172-ФЗ «О переводе земель или земельных участков из одной категории в другую»;

5.3.25.6. затраты по выносу центров опор в натуру;

5.3.25.7. затраты на комплектацию аварийного запаса.

5.3.25.8. затраты на приобретение мнемосхем, защитных средств, мебели, инвентаря;

5.3.25.9. затраты на дополнительные технические решения по обеспечению электромагнитной совместимости устройств РЗА, АСУ ТП, СУЭ, СС после проведения обследования при проведении пусконаладочных работ на объектах проектирования;

5.3.25.10. затраты на приобретение программного обеспечения для всех выбранных типов микропроцессорных устройств РЗА.

5.3.26. В главе 1 сводного сметного расчета (ССР) учесть:

5.3.26.1. плата за аренду земельного участка, предоставляемого на период проектирования и строительства объекта или выплата земельного налога (аренды) в период

строительства;

5.3.26.2. плата за землю при изъятии (выкупе) земельного участка для строительства;

5.3.26.3. затраты, связанные с оплатой работ (услуг), выполняемых коммунальными и эксплуатационными организациями, на выдачу исходных данных на проектирование, технических условий и требований на присоединение проектируемых объектов к инженерным сетям и коммуникациям общего пользования, а также на проведение необходимых согласований проектных решений;

5.3.26.4. затраты, связанные с компенсацией за сносимые строения и садово-огородные насаждения, посев, вспашку и другие сельскохозяйственные работы, ущерба наносимого природной среде, произведенные на отчуждаемой территории, возмещением убытков и потерь, по переносу зданий и сооружений (или строительству новых зданий и сооружений взамен сносимых) по возмещению убытков причиняемых проведением водохозяйственных мероприятий, прекращением или изменением условий водопользования, по возмещению потерь сельскохозяйственного производства при отводе земель;

5.3.26.5. затраты, связанные с отводом земельных участков, выполнение землеустроительных работ (межевание, постановка на кадастровый учет, перевод земель из категории сельскохозяйственных в земли промышленности, получение градостроительных планов, натурно-техническим обследованием лесных участков и разработкой проекта освоения лесных участков;

5.3.26.6. затраты на проведение межевых работ, согласно фактического расположения объекта, а именно:

- проведение исполнительной съемки объекта;
- проведение анализа данных, полученных при выполнении топографо-геодезических работ.
- подготовка технических планов на каждый объект электросетевого хозяйства (далее – ЭСХ), с получением кадастрового паспорта (не менее 3–х экз.) на каждый объект ЭСХ в органе государственного кадастрового учета;
- составление карты (плана) на объект ЭСХ;
- формирование перечня объектов капитального строительства, расположенных в границах охранных зон Объектов ЭСХ и не относящихся к Объектам ЭСХ;
- подготовка межевого плана (межевых планов) земельных участков, занятых объектом ЭСХ. Согласование межевых планов со смежными землепользователями.

5.3.26.7. затраты разбивке основных осей зданий и сооружений, переносу их в натуру и закреплению пунктами и знаками;

5.3.27. В главе 9 сводного сметного расчета (ССР) учесть:

5.3.27.1. затраты на первичную техническую инвентаризацию, регистрацию прав на недвижимое имущество и изготовление документов кадастрового и технического учета.

5.3.28. Сводный сметный расчет выполнить с разделением затрат по собственникам объектов.

5.3.29. Выполнить раздел «Эффективность инвестиций» в соответствии с требованиями Приложения № 3 к настоящему Заданию на проектирование.

5.3.30. Отдельным томом в проектной документации разработать «Состав проекта».

5.3.31. При выполнении проектной документации:

- производить сравнительный анализ альтернативных вариантов реализации с целью выявления наиболее эффективного варианта в части снижения капитальных и текущих издержек Общества на создание и содержание объекта;
- предусматривать в составе проектной документации расчет затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание объекта на протяжении срока его полезного использования;
- выполнить в составе проектной документации расчет потребности аварийного запаса материалов для ПС.

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

5.4.1. Разработка РД выполняется на основании ПД.

5.4.2. На III этапе разработать РД в объеме, необходимом для выполнения строительно-монтажных работ на проектируемом объекте.

По всем разделам выполнить необходимые рабочие чертежи и схемы, полный пакет документов достаточный для выполнения строительно-монтажных работ Подрядчиком, а также для проверки работ Техническим надзором и при необходимости другими заинтересованными лицами. Выпустить сводный сметный расчет по рабочей документации.

5.4.3. При выполнении рабочей документации, кроме прочего, произвести (при необходимости):

5.4.3.1. кадастровые работы и подготовить документы и материалы, необходимые для проведения постановки на государственный кадастровый учет земельных участков в соответствии с правилами, предусмотренными Земельным кодексом Российской Федерации и Федеральным законом от 24.07.2007 г. № 221-ФЗ «О государственном кадастре недвижимости»;

5.4.3.2. межевые работы;

5.4.3.3. заключение договоров аренды по земельным участкам на период строительства и реконструкции (по доверенности от Заказчика).

5.4.3.4. разработать структурно-функциональные схемы устройств РЗА присоединений с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода-вывода устройств РЗА, их отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов; сигналов, передаваемых в АСУ ТП;

5.4.3.5. предусмотреть формирование аварийного запаса устройств РЗА. Номенклатуру и объемы согласовать с заказчиком на стадии проектирования.

5.4.3.6. предусмотреть необходимые технические мероприятия (необходимое оборудование добавить в карты заказа на шкафы РЗА и шкафы наружной установки, материалы учесть в спецификациях) для выполнения защитного заземления шкафов, панелей, корпусов устройств РЗА, а также экранов, металлических оболочек, брони контрольных кабелей;

5.4.3.7. выполнить выходные цепи пуска УРОВ, запретов АПВ, отключения выключателей и т.п. от релейной защиты переключающими устройствами;

5.4.3.8. использовать в схеме центральной сигнализации не менее трех участков. Предусмотреть контроль исправности шинки сигнализации, логика которого заложена в микропроцессорных терминалах центральной сигнализации;

5.4.3.9. для оперативной блокировки разъединителей предусмотреть возможность: перевода питания от щита постоянного тока, автоматического контроля изоляции, вывода из работы участков блокировки, оперативного обхода блокировки для каждого присоединения, оперативное деблокирование элементов схемы при неисправности блокировки;

5.4.3.10. в помещении щита управления предусмотреть постоянно включенные один-два светильника аварийного освещения, запитанные от щита постоянного тока;

5.4.3.11. предусмотреть возможность объединения секций шин собственных нужд 0,4 кВ как в ручном режиме управления при оперативных переключениях, так и при возврате схемы АВР-0,4 и возможность ручного опробования действия АВР-0,4 кВ;

5.4.3.12. в техническом задании заводу на изготовление КРУН необходимо дополнительно включать задание на изготовление шкафа защиты от дуговых замыканий. В данном шкафу необходимо установить кроме самого микропроцессорного устройства защиты от дуговых замыканий также промежуточные указательные реле, переключатели в выходных цепях дуговой защиты.

5.4.3.13. на щите управления выполнить световую сигнализацию положений всех коммутационных аппаратов. Все разъединители с двигательным приводом должны управляться как от выносных блоков управления на ОРУ, так и со щита управления;

5.4.3.14. предусмотреть блокировку управления элегазовыми выключателями при низком давлении элегаза. Предусмотрен оперативный вывод блокировки;

5.4.3.15. предусмотреть установку газовых реле трансформатора с дополнительными парами контактов. Вторые пары контактов задействовать в схеме резервных защит трансформаторов согласно норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.028-2009).

5.4.3.16. Отдельным томом в рабочей документации разработать «Ведомость полного комплекта рабочих чертежей».

6. Особые условия.

6.1. До направления проектной документации на государственную/негосударственную экспертизу должно быть получено согласование проектной документации со стороны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.

6.2. При выполнении ПИР необходимо применять оборудование и материалы, соответствующие Российским стандартам, сертифицированные в установленном порядке.

6.3. При реконструкции электросетевых объектов ПАО «Россети» должно применяться рекомендованное по результатам аттестации оборудование, технологии, материалы и системы (информация о перечне аттестованного оборудования размещена на сайте ПАО «Россети»).

6.4. При формировании проектных решений минимизировать использование импортного оборудования и материалов, стоимость которых зависит от валютных курсов, в случае применения импортного оборудования предоставить соответствующее обоснование.

6.5. Применяемое при проектировании силовое оборудование, устройства РЗА, АСУ ТП и связи, СУЭ, АСДТУ, систем диагностики, а также программно-технические комплексы и программное обеспечение систем АСТУ должны быть согласованы производителями оборудования и устройств на предмет возможности реализации принятых технических решений, совместимости отдельных составных частей оборудования и устройств, соответствия выполняемых функции устройств их назначениям.

6.6. При выполнении проектной документации учесть «Типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов принадлежащих АО «Тюменьэнерго».

6.7. На рассмотрение и согласование проектную и рабочую документацию в полном объеме предоставить заказчику (в соответствии с этапами проектирования по календарному плану) в двух экземплярах в электронном виде на CD или DVD (1 экземпляр направляется в филиал – держатель договора, 1 экземпляр – в исполнительный аппарат АО «Тюменьэнерго»), на бумажном носителе предоставить в исполнительный аппарат АО «Тюменьэнерго» в 1 экземпляре сметную документацию (СД).

6.8. После устранения всех замечаний откорректированная проектно-сметная документация, скомплектованная с учетом всех изменений, предоставляется:

- в филиал–держатель договора – 3 экземпляра на бумажном носителе, 1 экземпляр в электронном виде на CD или DVD;
- в исполнительный аппарат – 1 экземпляр в электронном виде на CD или DVD; на бумажном носителе предоставляется в 1 экземпляре сметная документация (СД), проект организации строительства (ПОС), пояснительная записка (ПЗ) и проект организации работ по сносу или демонтажу (ПОД) при наличии в составе проекта.

6.9. Проектно-сметная документация предоставляется в следующих форматах:

- текстовая информация - в формате MS Word, Adobe Acrobat;
- графическая информация - в формате AutoCAD-7;
- сметная документация - в формате программы «Гранд Смета», MS Excel;
- дополнительно вся документация должна быть предоставлена в формате PDF, при этом

каждый том выполняется одним файлом.

6.10. Разработанная проектная и рабочая документация является собственностью Заказчика и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

6.11. Получить все необходимые согласования и заключения.

6.12. При необходимости, по запросу подрядной организации, выполняющей разработку проектной документации, Заказчик предоставляет доверенность на получение технических условий или сбор исходных данных и иных документов, необходимых для выполнения проектных работ и работ по выбору и утверждению трассы (площадки строительства).

6.12. Выполнить весь комплекс работ по отводу и оформлению земельных участков под строительство.

6.13. Получить положительное заключение государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий.

6.14. Получить положительное заключение достоверности определения сметной стоимости реконструкции (на стадии рабочей документации) в органах государственной экспертизы экспертной организации

6.15. Обеспечить заключение договора(ов) на проведение государственной экспертизы, сопровождение документации в органах государственной экспертизы организации и добиться получения положительного(ых) заключения(й).

6.16. В случае получения замечаний при прохождении государственной экспертизы, влекущих изменение технико-экономических показателей и увеличение сметной стоимости, получить согласование заказчика на внесение данных изменений в ПСД до их устранения и повторного направления документации на экспертизу

6.17. Подрядная организация обеспечивает:

- сопровождение документации в процессе ее согласования и добивается получения согласования;
- внесение соответствующих изменений после согласования с Заказчиком в документацию в соответствии с замечаниями, полученными от согласующих и экспертов либо эффективно оспаривает эти замечания;
- получение технических условий от всех владельцев пересекаемых коммуникаций и согласований от всех лиц, чьи интересы могут быть затронуты в процессе строительства.

6.18. В случае определения работ на объектах иных собственников предусмотреть их выполнение отдельными пусковыми этапами, в том числе в целях обеспечения возможности отдельного ввода в эксплуатацию, с отражением в ПЗ, ПОС и расчетах режимов электрической сети. Работы на объектах, принадлежащих иным собственникам, выделить в отдельные тома (по каждому собственнику) с пояснительной запиской, необходимыми разделами в соответствии с составом ПСД (в т.ч. сводный сметный расчет стоимости строительства (ССР), объектные и локальные сметные расчеты (сметы), сметные расчеты на отдельные виды затрат). В ССР по объектам иных собственников выделить затраты на проектные работы (гл.12 ССР), содержание службы заказчика, строительный контроль (гл.10 ССР).

6.19. В случае выявления, на этапе выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, ошибок проектирования подрядная организация обеспечивает безвозмездную корректировку проектных решений с устранением несоответствий. Доработка проектных решений не должна приводить к переносу срока ввода объекта.

6.20. При выполнении работ по проектированию объекта нового строительства или реконструкции применять конструктивно-строительные решения, выбор состава оборудования, позволяющие реализовать строительство или реконструкцию объекта в пределах стоимости указанной в инвестиционной программе Общества (далее ИПР). В случае превышения стоимости технических решений по отношению к установленной в ИПР Общества на объекте проектирования, заблаговременно (до выхода рабочей документации) информировать заказчика о превышении стоимости реализации проекта по отношению к установленной ИПР с направлением анализа причин увеличения стоимости и

предложения вариантов применения оборудования или материалов с более низкими стоимостными характеристиками (обоснование: стоимости применяемого оборудования, отсутствия возможности применения аналогов с более низкими стоимостными характеристиками, применения тех или иных конструктивно-строительных решений) для принятия решения Заказчиком. В случае принятия решения Заказчиком в пользу варианта с более высокими стоимостными характеристиками, в составе рабочей документации предоставлять отдельным томом технические и экономические обоснования выбора с приложением подтверждающих документов (прайс листы, письма заводов изготовителей и т.д.).

7. Выделение пусковых комплексов.

7.1. Выделение пусковых комплексов при реконструкции объекта не требуется.

8. Исходные данные для разработки проектной документации.

8.1. Получение исходных данных подрядной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей подрядной организации для получения информации.

Приложения:

1. Технические требования к оборудованию.
2. Исходные данные для составления сметной документации на строительство и реконструкцию объектов капитального строительства АО «Тюменьэнерго».
3. Требования к содержанию раздела «Эффективность инвестиций».
4. Типовые технические решения по оснащению объектов АО «Тюменьэнерго» инженерно-техническими средствами охраны.


Сокращения, принятые в Техническом задании:

АБ	-	аккумуляторная батарея	
АИИС КУЭ	-	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии	
АЛАР	-	автоматика ликвидации асинхронного режима	
АОПН	-	автоматика ограничения повышения напряжения	
АОПО	-	автоматика ограничения перегрузки оборудования	
АОСН	-	автоматика ограничения снижения напряжения	
АПВ	-	автоматика повторного включения (частотная автоматика повторного включения)	
(ЧАПВ)			
АПНУ	-	автоматика предотвращения нарушения устойчивости	
АРМ	-	автоматизированное рабочее место	
АСУ ТП	-	автоматизированная система управления технологическими процессами	
АЧР	-	автоматика частотной разгрузки	
ВОК	-	волоконно-оптический кабель	
ВОЛС	-	волоконно-оптическая линия связи	
ВЛ	-	воздушная линия	
ВЧ-связь	-	высокочастотная связь	
ДЦ	-	диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС»	
ГОСТ	-	государственный стандарт	
ИА	-	исполнительный аппарат	
ИК	-	измерительный канал	
ИВК	-	информационно-вычислительный комплекс	
ИТС	-	информационно-технологические системы (РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ)	
ЗП	-	техническое задание на проектирование	
ЗПА	-	зарядно-подзарядный агрегат	
ЗРУ	-	закрытое распределительное устройство	
КА	-	коммутационные аппараты	
КВ (УКВ)	-	коротковолновой (ультракоротковолновой)	
КВЛ	-	кабельно-воздушная линия	
КД	-	конкурсная документация	
КЗ	-	короткое замыкание	
КЛ	-	кабельная линия	
КРУ	-	комплектное распределительное устройство	(комплектное
(КРУН)		распределительное устройство наружного исполнения)	
КРУЭ	-	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией	
КТП	-	комплектная трансформаторная подстанция	
ЛВС	-	локальная вычислительная сеть	
ЛЭП	-	линия электропередачи	
МВИ	-	методика выполнения измерений	
МО	-	метрологическое обеспечение	
МПК	-	микропроцессорный комплекс	
МЭК	-	Международная электротехническая комиссия	
НП «Совет рынка»	-	Некоммерческое партнерство «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью»	
НТД	-	нормативно-технический документ	
ОВ	-	оптическое волокно	
ОВОС	-	оценка воздействия на окружающую среду	
ОКГТ	-	грозозащитный трос со встроенным оптическим кабелем	
ОКСН	-	оптический кабель самонесущий неметаллический	
ОМП	-	определения места повреждения	
ОПН	-	ограничитель перенапряжения	

ОПТ	- оперативный постоянный ток
ОПУ	- общеподстанционный пункт управления
ОРД	- организационно-распорядительный документ
ОРЭ	- оптовый рынок электроэнергии
ОТР	- основные технические решения
ПА	- противоаварийная автоматика
ПД	- проектная документация
ПКЭ	- показатель качества электроэнергии
ПО	- программное обеспечение
ПОС	- проект организации строительства
ПС	- подстанция
ПТК	- программно-технический комплекс
ПТЭ	- правила технической эксплуатации
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РА	- режимная автоматика
РАС	- регистратор аварийных событий
РД	- рабочая документация
РДУ	- региональное диспетчерское управление
РЗА	- релейная защита и автоматика
РУ	- распределительное устройство
РЩ	- релейный щит
ССДТУ	- система связи диспетчерского и технологического управления
СКРМ	- средства компенсации реактивной мощности
СКС	- структурированная кабельная система
СН	- собственные нужды
СО (СТО)	- стандарт организации
СУЭ	- система учета электроэнергии
СОПТ	- система оперативного постоянного тока
СП	- система передачи
СС	- средства связи
ССПИ	- система сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и технологического управления
Т	- трансформатор
ТАПВ	- трехфазное автоматическое повторное включение
ТЕР	- территориальные единичные расценки
ТИ	- телеизмерения
ТС	- телесигнализация
ТМ	- телемеханика
ТН	- трансформатор напряжения
ТОиР	- техническое обслуживание и ремонт
ТСН	- трансформатор собственных нужд
ТТ	- трансформатор тока
ТХН	- трансформатор хозяйственных нужд
УПАСК	- устройство передачи аварийных сигналов и команд
УСПД	- устройство сбора передачи данных
ЦРРЛ	- цифровая радиорелейная линия
ЦУС	- центр управления сетями
ШРОТ	- шкаф распределения оперативного тока
ЩПТ	- щит постоянного тока
ЩСН	- щит собственных нужд
ЭМС	- электромагнитная совместимость
ЭТО	- электротехническое оборудование

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ
технического задания на разработку проектной и рабочей документации
по объекту «Реконструкция ПС 110 кВ Горноправдинская с заменой
оборудования ОРУ 110 кВ, ОРУ 10 кВ и установкой здания ОПУ».

Зам. начальника СЭиРПС

 Р.М. Исламов

Зам. начальника ОКС

 Н.П. Савгильдина

Начальник СКит АСУ

 А.А. Жидков

Зам. начальника СЭиРВЛ

 А.Н. Гусев

Начальник СРЗА

 А.А. Гайдаш

Начальник СМиККЭ

 В.Н. Федоренко

Начальник СИиЗП

 В.С. Осипенков

Начальник ОДС

 И.А. ГоловВедущий специалист
Группы безопасности В.П. Охотников

Начальник ПТО

 Я.В. ЯковленкоЗаместитель главного инженера
по эксплуатации М.С. Доронин

Заместитель директора

 Д.В. ГончаровИ.о. заместителя директора –
главного инженера Б.Ф. Марчук