

Приложение № 1 к договору № _____
от «___» _____ 2017 г.

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

М.В. Шломов
«___» _____ 2017 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель директора –
главный инженер АО «Витимэнерго»

Д.В. Хламов
«15» 08 2017 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

по титулу: «Перевод ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан на напряжение 220 кВ
со строительством ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро»

1. Основание для проектирования.

1.1. Приказ от 03.04.2015 №215 Минэнерго РФ «Об утверждении перечня регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечня мероприятий по снижению рисков нарушения электроснабжения в таких регионах в осенне-зимний период 2013-2014 гг.».

1.2. Инвестиционная программа АО «Витимэнерго» на 2015-2017 гг., утвержденная приказом Минэнерго России №945 от 23.12.2014.

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

2.1. Нормативные акты федерального уровня:

- «Земельный кодекс Российской Федерации» (действующая редакция);
- «Градостроительный кодекс Российской Федерации» (действующая редакция);
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Федеральный закон «О пожарной безопасности» от 21.12.1994 №69-ФЗ;
- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных Объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ;
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96.

2.2. Отраслевые НТД:

- «Правила устройства электроустановок» (действующее издание);
- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» (действующее издание);
- «Методические указания по устойчивости энергосистем»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- НТП ЭПП-94 «Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий»;
- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и

потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования»;

- ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-техническое управление. Термины и определения»;

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

2.3. Организационно-распорядительные документы (ОРД) и НТД ПАО «ФСК ЕЭС», АО «СО ЕЭС»:

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.10.028-2009;

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

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010;

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации по средствам программно-технических комплексов» СТО 56947007-29.240.10.035-2009;

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании», СТО 56947007-29.240.037-2010;

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

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС). Типовые требования к оформлению», СТО 56947007-29.240.021-2009;

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Требования к шкафам управления и релейной защиты и автоматики (РЗА) с микропроцессорными устройствами», СТО 56947007-29.120.70.042-2010 в редакции приказа от 26.04.2011 №235;

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования», СТО 56947007-33.040.20.022-2009;

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования», СТО 56947007-29.120.40.041-2010;

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства», СТО 56947007-29.240.044-2010;

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

- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Типовые алгоритмы локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА) (ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ)», СТО 56947007-33.040.20.142-2013;

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

- 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;

- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации», СТО 59012820.29.020.002-2012;

- Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», СТО 59012820.29.240.007-2008;
 - Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», СТО 59012820.27.010.001-2013;
 - Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.006-2015,;
 - Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.008-2015;
 - Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.009-2016;
 - Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.001-2017 «Проведение расчетов электроэнергетических режимов и определение решений при перспективном развитии энергосистем. Основные требования»;
 - «Типовой состав телеинформации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС», актуальный на дату разработки задания на проектирование»;
 - Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций» (утв. ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» от 20.09.2016 г.);
 - Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций» (утв. ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» от 20.09.2016 г.)
 - Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций» (утв. ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» от 27.10.2016 г.);
 - «Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104», разработанными ЗАО «Энита» 2008 г.
- Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними действующими редакциями документов.

3. Вид строительства и этапы разработки, согласования проектной документации.

3.1. Вид строительства:

3.1.1. Новое строительство ПС 220/110 кВ Дяля, ПС 220/110 кВ Чаянгро для организации питания существующих ПС 110/6 кВ Дяля, ПС 110/6 кВ Чаянгро при переводе существующей ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан на напряжение 220 кВ.

3.1.2. В документации рассмотреть возможность реализации одного из вариантов:

- новое строительство ПС 220/110 кВ Дяля, ПС 220/110 кВ Чаянгро;
- новое строительство одной ПС 220/110 кВ для организации питания существующих ПС 110/6 кВ Дяля и ПС 110/6 кВ Чаянгро.

3.2. Перечень титулов и программ, по которым требуется координация решений проектной документации, разрабатываемой по данному ЗП:

- «Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с реализацией полной схемы с двумя рабочими СШ-110 кВ и 220 кВ и установкой второго АТ»;
- «Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо с расширением ОРУ 220 кВ для присоединения второй цепи ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан»;
- «ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог, ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой

Лог»;

- «ПС 500 кВ Усть-Кут с заходами ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ» (в т.ч. «ПС 500 кВ Усть-Кут с заходами ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ. Корректировка»);

- «Технико-экономическое обоснование реконструкции системы противоаварийной автоматики на участке Усть-Илимская ГЭС – Хани с учётом текущих технических решений по развитию электрической сети 110-500 кВ и режимов совместной работы ОЭС Сибири, ОЭС Востока и Западного энергорайона энергосистемы Саха (Якутия)».

3.3. Этапы разработки документации:

I этап – разработка и согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири основных технических решений (далее – ОТР) по сооружаемым объектам;

II этап – выполнение комплекса инженерных изысканий, разработка, согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, и сопровождение негосударственной экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов;

III этап – разработка и согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири рабочей документации.

3.4. Обеспечить согласование проектной документации с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири на всех этапах проектирования в объеме следующих разделов: расчеты режимов, ТКЗ, СКРМ, РЗА, сети связи, АСУ ТП, ЛИИС КУЭ, электротехнические решения.

4. Основные характеристики проектируемого объекта.

4.1. В части строительства ПС 220/110 кВ Дяля, ПС 220/110 кВ Чаянгро:

Наименование характеристики	Характеристика объекта
Номинальные напряжения, кВ	220/110 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ 220 кВ – открытое. РУ 110 кВ – открытое.
Тип схемы каждого РУ	220-3Н Блок (линия-трансформатор) с выключателем Тип схемы РУ 110 кВ уточнить при проектировании
Количество линий, подключаемых к ПС, по каждому РУ	<i>ПС 220/110 кВ Дяля (наименование ПС уточнить при проектировании):</i> РУ 220 кВ: Одна цепь ВЛ 220 кВ (ответвление от ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан, № цепи определить проектом). РУ 110 кВ: Одна цепь ВЛ 110 кВ для питания существующей ПС 110/6 кВ Дяля <i>ПС 220/110 кВ Чаянгро (наименование ПС уточнить при проектировании):</i> РУ 220 кВ: Одна цепь ВЛ 220 кВ (ответвление от ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан, № цепи определить проектом). РУ 110 кВ: Одна цепь ВЛ 110 кВ для питания существующей ПС 110/6 кВ Чаянгро
Тип и привод выключателей каждого РУ	Двигательный, тип определить при проектировании
Количество и мощность силовых трансформаторов	<i>ПС 220/110 кВ Дяля:</i> 1 трансформатор. Мощность устанавливаемого трансформатора определить при проектировании. <i>ПС 220/110 кВ Чаянгро:</i> 1 трансформатор. Мощность устанавливаемого трансформатора определить при проектировании.

Наименование характеристики		Характеристика объекта
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)		Определить при проектировании
Система собственных нужд		Переменного тока 0,4 кВ
Система оперативного постоянного тока (СОПТ)		Постоянного тока 0,23кВ
Релейная защита и сетевая автоматика (АПВ, АВР)		Определить при проектировании
Противоаварийная автоматика (ПА)		Определить при проектировании
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, ОМП)		Определить при проектировании
Автоматическая диагностика (СМ)		Определить при проектировании
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, сбора и передачи информации		Определить при проектировании
Постоянное присутствие дежурного персонала		Требуется
Программные продукты (обучение персонала)		Требуется
Система коммерческого учета электроэнергии		Определить при проектировании
Контроль качества электроэнергии (ККЭ)		Определить при проектировании
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	Определить при проектировании
	Линейно-кабельные сооружения ВОЛС	Определить при проектировании
	ВЧ-связь	Определить при проектировании
	Спутниковые системы связи	При необходимости предусмотреть проектом.
	Комплекс внутриобъектной связи	При необходимости предусмотреть проектом.
	Инфраструктура средств связи	Два прямых канала диспетчерской связи и телемеханики ПС 220 кВ Дяля – Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, два прямых канала диспетчерской связи и телемеханики ПС 220 кВ Чаянгро – Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, два прямых канала диспетчерской связи и телемеханики ПС 220кВ Дяля – АО «Витимэнерго», два прямых канала диспетчерской связи и телемеханики ПС 220 кВ Чаянгро – АО «Витимэнерго».
	ЦРРЛ	При необходимости предусмотреть проектом.
Требования к технологическому видеонаблюдению		Определить при проектировании.
Требования по структуре оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления ПС		<ol style="list-style-type: none"> 1. Диспетчерское управление/ведение отходящих от ПС ЛЭП, оборудования и устройств РЗА ПС: Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ. 2. Организация, осуществляющая оперативно-технологическое управление отходящими от ПС ЛЭП, оборудованием и устройствами ПС: АО «Витимэнерго». 3. Способ организации оперативного обслуживания ПС: на ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро постоянный оперативный персонал (уточнить при проектировании). <p>В пояснительной записке привести информацию о схеме оперативного обслуживания объекта проектирования.</p>
Вид обслуживания. Требования к эксплуатации оборудования ПС, техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР)		Определить при проектировании
Требование к обеспечению пожарной безопасности на объекте		Определить при проектировании
Требования к охране объекта		Определить при проектировании

4.2. В части ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан и ВЛ 220 кВ, соединяющих переводимую на напряжение 220 кВ ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан, и проектируемые ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро:

Наименование характеристики		Характеристика объекта
Вид ЛЭП		ВЛ
Передаваемая мощность		Определить при проектировании
Количество цепей		- вторая цепь двухцепной ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан; - ВЛ 220 кВ, соединяющие переводимую на напряжение 220 кВ ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с проектируемыми ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро (определить при проектировании)
Номинальное напряжение		220 кВ
Длина трассы		Определить при проектировании
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды		Определить при проектировании
Уровень обеспеченности в части расчетной температуры в районе строительства		Определить при проектировании в соответствии с п.7.4 СТО 56947007-29.240.55.192-2014 НТП ВЛ, п. 2.5.17 ПУЭ
Региональный коэффициент при расчете ветровых нагрузок		Определить при проектировании
Региональный коэффициент при расчете гололедных нагрузок при гололеде		Определить при проектировании
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	Определить при проектировании
	Линейно-кабельные сооружения ВОЛС	Определить при проектировании
	Линейно-эксплуатационная связь для обслуживания ЛЭП	Определить при проектировании
	ВЧ-связь	Определить при проектировании
	Инфраструктура средств связи	Определить при проектировании
РЗ, СА, ПА		Определить при проектировании
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, ОМП).		Определить при проектировании

Предусмотреть присвоения диспетчерских наименований для реконструируемых ЛЭП.

При присвоении диспетчерских наименований следует руководствоваться:

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

4.3. В части строительства ВЛ 110 кВ, соединяющих проектируемые ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро с существующими ПС 110 кВ Дяля и ПС 110 кВ Чаянгро:

Наименование характеристики		Характеристика объекта
Вид ЛЭП		ВЛ
Передаваемая мощность		Определить при проектировании
Количество цепей		1 (одна) для каждой подстанции
Номинальное напряжение		110 кВ
Длина трассы		Определить при проектировании
Наличие переходов через естественные и		Определить при проектировании

искусственные преграды		
Уровень обеспеченности в части расчетной температуры в районе строительства		Определить при проектировании в соответствии с п.7.4 СТО 56947007-29.240.55.192-2014 НТП ВЛ, п. 2.5.17 ПУЭ
Региональный коэффициент при расчете ветровых нагрузок		Определить при проектировании
Региональный коэффициент при расчете гололедных нагрузок при гололеде		Определить при проектировании
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	Определить при проектировании
	Линейно-кабельные сооружения ВОЛС	Определить при проектировании
	Линейно-эксплуатационная связь для обслуживания ЛЭП	Определить при проектировании
	ВЧ-связь	Определить при проектировании
	Инфраструктура средств связи	Определить при проектировании
РЗ, СА, ПА		Определить при проектировании
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, ОМП)		Определить при проектировании

5. Требования к оформлению и содержанию документации.

5.1. Исходные данные.

Перед началом проектирования выполнить предпроектное обследование и сбор исходных данных.

5.2. I этап проектирования: «Разработка и согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири основных технических решений (ОТР) по сооружаемым объектам». ОТР (при необходимости согласования технических решений в части первичного оборудования) согласовываются с собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, в объеме технических решений, выполняемых на соответствующих объектах.

Проектная организация предоставляет в Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном виде в формате ПК «RastrWin» (*.rg2, *.grf), и обеспечивает их предварительное согласование с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири (сбор и верификация данных осуществляется проектной организацией самостоятельно).

На I этапе проектирования разработать следующие разделы документации:

5.2.1. «Балансы и режимы»:

5.2.1.1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности энергорайона на год ввода объекта в эксплуатацию (окончания реконструкции) и перспективу 5 (пять) лет для характерных режимов, указанных в п. 5.2.1.2.

5.2.1.2. «Расчеты установившихся электроэнергетических режимов». В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 (пять) лет с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

Границами рассматриваемого района принять шины 500 кВ Усть-Илимской ГЭС и шины 220 кВ Братской ГЭС, ПС 220 кВ Пеледуй, ПС 220 кВ Куанда.

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

максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня (по данным контрольных измерений потокораспределения, мощности нагрузок и уровней напряжения в характерные часы зимних и летних контрольных замеров).

Результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

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

В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров существующего оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) указать рекомендации по усилению сети, а также замене оборудования вне зависимости от принадлежности объектов.

5.2.1.3. «Расчеты статической и динамической устойчивости».

В составе раздела должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети, прилегающей к объекту проектирования, и динамической устойчивости Мамаканской ГЭС для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями «Методических указаний по устойчивости энергосистем на год ввода объекта в эксплуатацию (окончания реконструкции) и на перспективу 5 (пять) лет.

По результатам расчетов должны быть определены:

- предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях;
- максимально допустимое время отключения КЗ по условиям обеспечения устойчивости генераторов электростанций и/или энергопринимающих устройств, имеющих двигательную нагрузку;
- необходимые виды, объемы и дискретность управляющих воздействий ПА для обеспечения устойчивости и допустимых параметров электроэнергетического режима.

Результаты расчетов максимально допустимых перетоков активной мощности должны быть приведены по форме приложения 2 к настоящему ЗП.

Расчеты электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости необходимо выполнять на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов. Программные комплексы для расчетов переходных режимов и динамической устойчивости должны обеспечивать точное моделирование конкретных систем возбуждения, регуляторов возбуждения и систем регулирования существующего и вновь вводимого генерирующего оборудования.

В случае невыполнения требований Методических указаний по устойчивости энергосистем, выявления необходимости увеличения МДП в контролируемых сечениях или невозможности обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций и/или энергопринимающих устройств, имеющих двигательную нагрузку, необходимо разработать мероприятия по обеспечению статической устойчивости в электрической сети и динамической устойчивости генерирующего оборудования соответствующих электростанций и/или энергопринимающих устройств, имеющих двигательную нагрузку, в районе размещения объекта проектирования.

При выявлении по результатам расчетов нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования Мамаканской ГЭС при нормативных возмущениях, вызванных короткими замыканиями в строящихся РУ ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро между выключателями и трансформаторами тока, в условиях обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования Мамаканской ГЭС при нормативных возмущениях, вызванных короткими замыканиями в любой другой точке строящихся ячеек, строящихся РУ ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро, необходимо разработать варианты реализации технических решений,

обеспечивающих динамическую устойчивость при нормативных возмущениях, вызванных КЗ в строящихся РУ ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро между выключателями и трансформаторами тока.

«Регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности».

В составе раздела должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности и определены необходимость, вид, количество, номинальные параметры и места подключения СКРМ в районе размещения объектов строительства на год завершения реконструкции и на перспективу 5 лет, необходимость регулирования напряжения в сети с использованием РПН трансформаторов (автотрансформаторов), включая автоматическое изменение их коэффициента трансформации. При необходимости установки регулируемых СКРМ должны быть предоставлены соответствующие обосновывающие расчеты.

5.2.1.4. «Расчет токов короткого замыкания».

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 110 кВ и выше рассматриваемого района на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 лет, расчеты параметров схемы замещения вновь вводимого электротехнического оборудования, определен режим заземления нейтралей трансформаторов проектируемых подстанций, представлена схема замещения прямой и нулевой последовательностей прилегающей сети 110 кВ и выше.

По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической и динамической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчетным токам КЗ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей сети 110 кВ и выше вне зависимости от принадлежности и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ.

5.2.2. «Основные технические решения».

Необходимо разработать и сопоставить различные варианты (с оценкой экономических показателей):

- принципиальную электрическую схему ПС;
- решения по основному электротехническому оборудованию (КРУЭ, выключатели, разъединители, ТТ, ТН и т.д.);
- решения по СКРМ, включая тип, количество, мощность и места подключения;
- решения по организации системы электроснабжения СН, включая:
 - расчет суммарного электропотребления электроприемниками СН с выделением электроприемников, перерыв в работе которых недопустим с точки зрения обеспечения технологического процесса;
 - количество и места установки ЩСН;
 - количество и мощность ТСН;
- решения по ограничению токов КЗ, включая способ, состав и параметры применяемого оборудования (при необходимости);
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения РУ;
- общий план ПС;
- наличие особых требований к изоляции;
- общие решения по инженерным системам (при необходимости);
- перечень новых зданий и сооружений с основными решениями блочно-модульного исполнения с металлическим каркасом с заполнением из сэндвич-панелей;
- тип опор и фундаментов под порталы и оборудование;
- тип кабельных каналов;
- решения по подсыпке территории ПС щебнем либо иные решения (в том числе бетонирование или асфальтирование с организацией водоотвода);
- решения по молниезащите, исключаящей перекрытие изоляции и проникновение

перенапряжений в цепи вторичной коммутации;

- решения по контуру заземления;
- основные решения по организации системы оперативного постоянного тока: количество, емкость и место установки АБ, ЗПА и ЩПТ, ШРОТ с распределением подключения устройств РЗ, АПВ, АВР, ПА и РА, соленоидов управления выключателями, УПАСК, РАС и других электроприемников;
- решения по строительству заходов ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ Таксимо.

5.2.3. «Основные технические решения по РЗА объекта проектирования с использованием микропроцессорных устройств».

В составе раздела необходимо выполнить и разработать:

- схему размещения устройств РЗА на объекте строительства с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА;
- схему распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН (включая устройства РЗА, ССПТИ, АИИС КУЭ, СИ) на объекте проектирования и на смежных объектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА, СИ);
- определить необходимость установки новых устройств ПА и пересмотра принципов действия или модернизации существующих устройств ПА;
- определить принципы выполнения и состав устройств ПА на объекте проектирования и на энергообъектах в районе размещения объекта проектирования (в том числе локальных и централизованных комплексов ПА);
- определить виды, объемы и места реализации управляющих воздействий ПА (в случае необходимости установки устройств ПА);
- определить количество сигналов и команд РЗА с учетом необходимой дискретности передачи управляющих воздействий;
- разработать технические решения по модернизации системы сбора и передачи доаварийной информации для ПА и системы передачи аварийных сигналов и команд;
- разработать технические решения по обеспечению диспетчерских центров информацией по доступным объемам управляющих воздействий.
- технические и метрологические характеристики вторичных обмоток ТТ и ТН для подключения устройств РЗА и СИ;
- определить состав устройств РЗА каждого элемента проектируемого объекта.

5.2.4. «Основные технические решения по системе сбора и передачи технологической информации (ССПТИ)».

В составе раздела разработать:

- перечни телеинформации, подлежащей передаче в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ;
- структурную схему ССПТИ и передачи данных РАС (осциллограмм) с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации; пояснительную записку (состав функциональных подсистем, направления передачи информации);
- решения по организации оперативных блокировок;
- решения по местам установки средств ССПТИ;
- решения по организации измерений, организуемых средствами ССПТИ и интегрируемых в ССПТИ;

Детализированный перечень ТИ и ТС, подлежащей передаче в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, разработать согласно «Типовому составу телеинформации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС»» (приложение 1). Способы и протоколы их передачи определить проектом, согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ до выполнения рабочей документации.

5.2.5. «Основные технические решения по автоматизированной информационно-

измерительной системе коммерческого учета электроэнергии».

В составе раздела разработать ОТР по организации учета электроэнергии (АИИС КУЭ), в том числе:

- структурную схему АИИС КУЭ и порядка сбора данных;
- определить состав измерительных каналов, состав необходимого (нового) оборудования и материалов, состав необходимых работ и мероприятий;
- решения по организации измерений, организуемых средствами АИИС КУЭ, и их метрологическому обеспечению.

5.2.6. «Основные технические решения по организации связи».

В составе раздела разработать ОТР по созданию систем связи для организации передачи информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, и АО «Витимэнерго» для передачи сигналов/команд систем РЗА, 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 (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 (ДЦ) и для передачи сигналов/команд РЗА, включая линейно-кабельные сооружения по проектируемым системам связи с указанием расстояний и количества оптических волокон (ОВ).

При использовании инфраструктуры сторонних организаций должны быть представлены соответствующие согласующие письма.

5.2.7. Материалы I этапа проектирования с пояснительной запиской по ОТР представить на рассмотрение Заказчику и прочим согласующим организациям в объеме, необходимом для принятия решений. I этап проектирования считается принятым после согласования основных технических решений с Заказчиком и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, с собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования.

5.2.8. Состав представляемых на рассмотрение материалов I этапа проектирования:

- утвержденное ЗП;
- перечень основных технических решений;
- схема присоединения к энергосистеме;
- 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);
- данные о максимально допустимом времени отключения КЗ;
- климатическая характеристика региона строительства;
- состав устройств РЗА на объектах проектирования и объектах, смежных с объектами проектирования;
- схема распределения по ТТ и ТН устройств РЗА, контроллеров ССПТИ и АИИС КУЭ на проектируемом объекте и энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования;
- состав устройств РЗА (существующих и устанавливаемых по проекту) на объекте проектирования и на энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования;
- схема размещения устройств РЗА на объекте строительства и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи;
- решения по регистрации аварийных событий и процессов независимыми РАС с учетом

наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, в том числе вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров, условия пуска (для обеспечения функций РАС), длительности записи, синхронизации по времени, передачи аварийной информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и АО «Витимэнерго»;

- схема замещения прямой и нулевой последовательностей прилегающей сети 110 кВ и выше (объем определить проектом);
- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит на ПС 220 кВ, а также для проверки обеспечения дальнего резервирования трансформаторов ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чайнго. При невозможности обеспечить дальнее резервирование, предусмотреть усиление ближнего резервирования – два независимых комплекта защит трансформатора и УРОВ;
- структурная схема организации АИИС КУЭ с обязательным изложением основных технических решений;
- структурная схема организации СИ с обязательным изложением основных технических решений в соответствии с ЗП;
- структурная схема организации ССПТИ с обязательным изложением основных технических решений в соответствии с ЗП;
- пояснительная записка с описанием предлагаемых решений по созданию/модернизации систем связи, перечень проектируемых систем связи и укрупненный состав каждой из проектируемых систем связи, направления организации каналов связи (в форме таблицы информационных потоков) с указанием типа, емкости и назначения организуемых каналов связи, линейные и структурные схемы по проектируемым системам связи (отдельно для каждой из систем, включая тип и емкость проектируемых и существующих систем, интерфейсные окончания), при использовании инфраструктуры сторонних организаций – согласование собственников.

5.3. II этап проектирования «Разработка, согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и сопровождение экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».

Разработку проектной документации выполнить в соответствии с нормативными требованиями, в том числе в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (в действующей редакции со всеми изменениями и дополнениями).

Проектная документация, выполненная на II этапе, должна быть согласована в требуемом объеме с Заказчиком и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. ОТР (при необходимости согласования технических решений в части первичного оборудования) и ПД согласовываются с собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, в объеме технических решений, выполняемых на соответствующих объектах.

5.3.1. Проектом выполнить/определить:

- предоставить выписки с Государственного кадастра недвижимости о правообладателях земельных участков, на которых планируется строительство ПС;
- согласования места размещения объектов, в соответствующих органах власти, с землепользователями и собственниками земельных участков.
- геодезические изыскания в местной системе координат, система высот Балтийская;
- в случае строительства объектов на земельных участках, носящих историко-культурную ценность, получить разрешение на проведение работ в органах историко-культурного наследия, для этого провести сбор сведений и документов необходимый для получения разрешения;
- кадастровые планы территорий с нанесением на них границ земельных участков ПС, границ охранный и санитарно-защитной зон проектируемых объектов;
- решения по восстановлению лесонасаждений, вырубаемых при проведении строительно-монтажных работ, в соответствии с нормативно-правовыми актами Российской Федерации;
- выполнить и оформить отдельным томом «Проект рекультивации земель»;

- геологические и геодезические изыскания в соответствии с действующими нормативными требованиями;

- проект демонтажных работ, подготовки территории строительства;

- разделы проектной документации в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (в действующей редакции со всеми изменениями и дополнениями);

- после согласования проектной документации разработать техническую часть закупочной документации (отдельным томом).

5.3.2. В части технических решений по РЗА объектам проектирования и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств, необходимо выполнить/определить в том числе:

5.3.2.1. Схему размещения устройств РЗА на объектах строительства и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи.

5.3.2.2. Схему распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН (включая устройства РЗА, ССПТИ, АИИС КУЭ) на объектах проектирования и на объектах, технологически связанных с объектами проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА).

5.3.2.3. Схемы организации цепей переменного напряжения на объектах проектирования;

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

5.3.2.5. Принципиальные и структурно-функциональные схемы устройств РЗА.

5.3.2.6. Перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, Т и т.д.), необходимых на данных объектах.

5.3.2.7. В случае необходимости устройства систем ПА выполнить ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств ПА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава устройств, в том числе обоснование:

- принципа выполнения и состава устройств и комплексов ПА, реализующих функцию предотвращения нарушения устойчивости (контролируемые сечения, пусковые органы, устройства контроля предшествующего режима, алгоритмы выбора управляющих воздействий и т.д.);

- алгоритмов устройств ПА;

- объемов управляющих воздействий (ОГ, ОН и другие) и состава пусковых органов.

5.3.2.8. Решения по удаленному доступу к изменению конфигураций и уставок терминалов РЗА.

5.3.2.9. Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗ (дифференциальная защита шин, продольная дифференциальная, дифференциально-фазная защита линии, ступенчатые защиты линий и т.д.) ПА, 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.).

5.3.2.10. Решения по приближению устройств РЗА к первичному оборудованию с проработкой вариантов их размещения в отдельных релейных щитах, сооружаемых в непосредственной близости к РУ соответствующих напряжений.

5.3.2.11. Технические решения по устройствам РЗА, метрологии, ССПТИ, ССДТУ оформить отдельными разделами.

5.3.2.12. Расчет параметров срабатывания устройств РЗА, АПВ, РАС в соответствии с установленным проектом составом вновь устанавливаемых и существующих устройств РЗА. Бланки уставок, заполненные на основании выполненных расчетов.

5.3.3. В части технических решений по ССПТИ необходимо выполнить/определить:

5.3.3.1. Перечень функциональных подсистем и задач ССПТИ. Дать характеристику задач, решаемых в ССПТИ, по каждой подсистеме.

5.3.3.2. Структурная схема ССПТИ.

5.3.3.3. Перечень аналоговых сигналов, собираемых и обрабатываемых в ССПТИ, представить в виде таблицы, которая должна содержать:

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

Перечень входных дискретных сигналов типа «сухой контакт» представить в виде таблицы:

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

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

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

Определить общее количество сигналов по каждому типу оборудования.

5.3.3.4. Решения по регистрации аварийных процессов и событий объекта с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, в том числе:

- 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, ПА, блок-контактов выключателей, параметров СОПТ и др.).

5.3.3.5. Представить обобщенный расчет количества сигналов по каждому виду оборудования с разбивкой по подсистемам и общее количество сигналов, собираемых в ССПТИ.

5.3.3.6. Решения по обмену оперативной технологической информацией с ДЦ на базе протоколов МЭК: выбор направления обмена, определение состава и объема информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления по вновь вводимому оборудованию.

5.3.3.7. Решения по организации управления коммутационными аппаратами (КА) из ДЦ.

5.3.3.8. Решения по диагностике, надежности, отказоустойчивости и резервированию системы ССПТИ, а также резервному управлению первичным оборудованием при отказах ССПТИ. Решения по организации оперативных блокировок.

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

5.3.3.10. Решения по подсистеме мониторинга и диагностики основного оборудования ПС.

5.3.3.11. Решения по интеграции (информационному обмену) в ССПТИ систем РЗА, АИИС КУЭ, взаимодействие с оборудованием системы связи на основе стандартных протоколов.

5.3.3.12. Решения по организации системы единого времени (СЕВ) и временной синхронизации всех МП устройств, имеющих цифровой обмен.

5.3.3.13. Решения по организации электропитания устройств ССПТИ.

5.3.3.14. Решения по организации системы сигнализации.

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

5.3.4.1. Создание АИИС КУЭ в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 №442, ПУЭ, Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве,

передаче и распределении (РД 34.09.101-94), Приложениями к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка» (обеспечить выполнение требования ОРЭ, предъявляемых к АИИС КУЭ при новом строительстве энергообъектов) и Приложениями к «Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка», «Типовой инструкцией по учету электроэнергии» (СО 153-34.09.101-94), с обеспечением информационной совместимости с АИИС КУЭ АО «Витимэнергосбыт» и АИИС КУЭ МЭС Сибири, с учетом программных и технических решений построения АИИС КУЭ, реализованных в соответствии с целевой программой создания АИИС КУЭ ЕНЭС и АИИС КУЭ АО «Витимэнергосбыт».

5.3.4.2. Обеспечить представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения из устройства сбора и передачи данных (УСПД):

- на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ;
- в АРМ АИИС КУЭ ПС (при наличии) в том числе и по Web-интерфейсу внутренней локальной сети (ЛВС).

5.3.4.3. Измерительные цепи учета подключать к отдельным обмоткам (обмоткам учета) ТТ и ТН.

5.3.4.4. Установку счетчиков, УСПД и другого оборудования АИИС КУЭ производить в отдельно стоящих шкафах.

5.3.4.5. 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.

5.3.4.6. Выводы измерительных трансформаторов и вторичные измерительные цепи, используемые в целях коммерческого учета, электросчетчики, УСПД, АРМ АИИС КУЭ ПС должны быть защищены от несанкционированного доступа.

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

5.3.4.8. Выполнить интеграцию АИИС КУЭ с ССПТИ ПС в части: получения из ССПТИ положения состояния выключателей и разъединителей, передачи в ССПТИ информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, электросчетчиков, каналаобразующей аппаратуры).

5.3.4.9. В проектной-сметной документации предусмотреть затраты на проведение процедуры установления соответствия АИИС КУЭ (коммерческих точек учета - основные и резервные приборы учета) техническим требованиям ОРЭ с присвоением коэффициента класса качества и получением Паспорта соответствия в ОАО «АТС».

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

5.3.5.1. Организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации (отдельным томом) в соответствующие предприятия электроэнергетики, включая:

5.3.5.1.1. Использование волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) и системы передачи (СП), определенные проектом.

Уровень СП, тип и число ОВ определить в проектной документации, исходя из перспективного развития и потребностей в передаваемой информации.

Системы распределенного контроля температуры оптических волокон грозозащитных тросов ВОЛС-ВЛ, на которых осуществляется плавка гололеда (при необходимости).

5.3.5.1.2. Системы ВЧ-связи, включая каналаобразующее оборудование, оборудование обработки и присоединения.

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. В пределах до максимально возможной частоты определить наличие свободных участков в рассматриваемом диапазоне частот, в которых обеспечивается работа каналов связи без взаимных помех.

5.3.5.1.3. Спутниковые системы связи на ПС, обеспечивающие организацию резервных каналов

связи для передачи данных (ТМ, АИИС КУЭ) и речи (оперативная диспетчерская связь). Спутниковые каналы связи могут использоваться в качестве одного из каналов связи, если эти каналы удовлетворяют требованиям по времени передачи информации.

5.3.5.1.4. Линейно-эксплуатационную связь для обслуживания ЛЭП на отходящих от ПС ВЛ с обоснованием использования систем спутниковой связи.

5.3.5.2. В составе проектной документации должны быть разработаны и обоснованы организационно-технические решения по созданию новых систем связи, включая:

- 1) Таблицу распределения информационных потоков.
- 2) Сопряжение со смежными системами связи, а также решения по подключению технологических и корпоративных систем объекта (РЗА, ССПТИ, АИИС КУЭ, ЛВС, телефония и т.д.) к системам связи.
- 3) Организацию системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, системы тактовой синхронизации, электропитания.
- 4) Организацию линейно-кабельных сооружений.
- 5) Решения по подготовке (приспособлению) помещений для размещения оборудования связи.
- 6) Организацию эксплуатации, включая ремонтно-восстановительные работы.
- 7) Состав оборудования с указанием наименований и обозначений оборудования, приведенных на схемах.
- 8) Схемы и чертежи с позиционным обозначением оборудования в спецификации, включая:
 - схему соединения узлов (линейную схему);
 - схемы организации связи по каждой из проектируемых систем;
 - схемы организации системы управления, каналов служебной связи, резервирования, ТСС, электропитания оборудования;
 - схемы по организации линейно-кабельных сооружений.
- 9) Технические требования на каждую систему связи.

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

В разделе должны быть приведены мероприятия, обеспечивающие нормальную работу устройств РЗА, ССПТИ, АИИС КУЭ, связи, с отражением в том числе решений по:

- заземляющему устройству объекта проектирования;
- способов раскладки кабелей вторичных цепей и силовых, в т.ч. кабелей собственных нужд объекта проектирования;
- решения по молниезащите и обеспечению отсутствия ее влияния на устройства.

5.3.7. Решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, ССПТИ, систем связи и других систем, включая:

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

5.3.8. Привести предварительный расчет объема кабельной продукции.

5.3.9. Выбор земельного участка для строительства. Оформление правоустанавливающих документов на земельные участки на период строительства.

5.3.10. Проект организации строительства (ПОС) с определением продолжительности выполнения

строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая предложения по выделению очередей и этапов строительства, с технологическими решениями и схемами перезавода ЛЭП в новые ячейки, график поставки и схему транспортировки оборудования и т.д.

В ПОС для каждого этапа (очередности) строительства (реконструкции) должны быть проработаны решения:

1) Общие:

- по минимизации количества и периодов эксплуатации объектов с временными (ослабленными) схемами электроснабжения потребителей;
- по определению схемно-режимных условий беспрепятственной коммутации оборудования на каждом этапе строительства (реконструкции) с организацией согласования данных условий на уровне Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

2) В части РЗА:

- выполнения РЗА при постановке под напряжение построенных участков ЛЭП 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, ВЧ оборудования, ТН, создания ВОЛС и т.п.), ДЗШ 110-220 кВ (с учетом очередности замены выключателей и ТТ), трансформаторов 110-220 кВ (с учетом замены/установки выключателей и ТТ в РУ высшего, среднего и низшего напряжения).

3) В части АСУ ТП:

- состав компонентов АСУ ТП, вводимых на каждом этапе (очередности) строительства;
- организация передачи технологической информации по вновь вводимому оборудованию на верхние уровни управления;
- предусмотреть организацию опытной эксплуатации АСУ ТП.

4) В части АИИС КУЭ - по сохранению автоматического сбора данных по всем точкам учета ПС и передаче информации на верхние уровни управления ПАО «ФСК ЕЭС» и Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ;

5) В части систем связи:

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

5.3.11. Сметную стоимость в трёх уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2000 и текущем, сложившемся ко времени составления смет.

- в ценах, предусмотренных действующей сметно-нормативной базой (базисный уровень цен);
- в ценах, сложившихся ко времени составления смет (текущий уровень цен), с разбивкой на стоимость проектно-изыскательских, строительно-монтажных работ, оборудования, прочих затрат;
- в текущих ценах с учетом инфляционного удорожания на плановый период строительства объекта.

Сметную документацию выполнить в формате MS Excel и в программном комплексе системы «Грандсмета».

При составлении сметной документации в базисном уровне цен использовать территориальные единичные расценки регионов (ТЕР, ТЕРм, ТЕРп), в редакции 2008-2010 гг., в случае отсутствия территориальных сборников в федеральном реестре действующих нормативов Минрегиона России, сметную документацию составлять с использованием федеральных единичных расценок (ФБР, ФЕРм, ФЕРп) в редакции 2008-2010гг.

5.3.12. В сметную документацию включить затраты на проведение работ по составлению паспортов-протоколов ИИК, проведение работ по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ, включая проведение экспертизы Технического Задания (ТЗ) и Технорабочего проекта (ТРП) в Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии (ФАТРИМ), разработка методики (методы) измерений электрической энергии и мощности (МИ) с использованием АИИС

КУЭ подстанции, аттестация МИ и регистрацию МИ в Федеральном реестре Методик измерений, разработка программы и методики испытаний (ПМИ) для целей утверждения типа средства измерений единичного производства, проведение испытаний с целью утверждения типа средства измерений единичного производства, разработка методики поверки средства измерений АИИС КУЭ, проведение первичной поверки АИИС КУЭ и внесение АИИС КУЭ в Государственный реестр средств измерений (получение свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ с описанием типа средства измерений)

5.3.13. В сметную документацию включить следующие затраты:

- на работы по экспериментальной проверке специализированной организацией ЭМС при включении новых устройств РЗА;
- для поставки необходимых при выполнении ТО проверочных устройств с ноутбуком, принтером и полным набором приспособлений;
- для поставки лицензионного инструментального ПО терминалов устройств РЗА и связи с возможностью его установки на 5 (или более уточнить при проектировании) компьютерах;
- для поставки необходимых при ТО новых устройств РЗА 2-х ноутбуков для установки на них инструментального ПО терминалов устройств РЗА и связи;
- для поставки запасных частей: клеммы, реле, испытательные блоки, переключатели, соединительные кабели между терминалами и ноутбуками;
- для обеспечения необходимого количества исполнительной документации на бумажном носителе и в электронном виде;
- затраты, связанные с отводом земельных участков, в том числе межевание, постановка на кадастровый учет, перевод земель в иную категорию, получение градостроительных планов, разработкой и утверждением проекта планировки территории, проекта межевания, натурно - техническим обследованием лесных участков и разработкой проекта освоения лесных участков и иные затраты, необходимые для отвода земельных участков и т.д.;
- затраты, связанные с установлением зон с особыми условиями, в том числе составлением карты (плана) зон с особыми условиями, подготовленной в объеме, достаточном для согласования в федеральном органе исполнительной власти, осуществляющем технический контроль и надзор в электроэнергетике, и внесения в документы государственного кадастрового учета недвижимого имущества сведений о границах зон с особыми условиями;
- затраты, связанные с проведением технической инвентаризации сооружений, в том числе изготовлением технических планов объектов недвижимости и осуществлением государственного кадастрового учета для целей получения кадастровых паспортов;
- затраты, связанные с оплатой государственной пошлины, в том числе для регистрации договоров аренды, за постановку недвижимости на кадастровый учет и государственную регистрацию прав на объекты недвижимости.

5.3.14. В сводном сметном расчете учесть затраты на авторский надзор в размере 0,2% от полной сметной стоимости, учтенной в главах 1-9 сводного сметного расчета, согласно МДС 81-35.2004».

5.3.15. В сводном сметном расчете учесть затраты на «Содержание службы заказчика. Строительный контроль» (глава 10) в размере 2% от итога глав 1-9 и главы 12.

5.3.16. Документацию в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) представить Заказчику в 4 (четыре) экземплярах на бумажном носителе, в 2 (двух) экземплярах в электронном виде (в формате MS Word, Excel, Adobe Acrobat) на DVD. *Документация на стадии согласования проектных решений предоставляется в электронном виде. Бумажный вид предоставить после согласования ПД.*

6. Особые условия.

6.1. Графические материалы проектных решений, связанные с размещением проектируемого объекта, выполнить в электронном виде в формате *.dwg, *.dxf (или ином корпоративном стандарте); текстовые материалы по отводу земельных участков выполнить в электронном виде в

программах MS Word, Excel. Отсканированные версии разделов проектной и иной документации, в том числе и с официальными подписями, должны быть представлены в формате Adobe Acrobat.

Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц.

6.2. При направлении откорректированных материалов разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

6.3. Разработанная проектная, конкурсная документации являются собственностью Заказчика и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

6.4. Проектная организация обеспечивает:

- сопровождение документации в процессе ее согласования с Заказчиком и добивается получения согласования. ПД должна быть согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, с собственниками объектов, технологически связанных с объектом проектирования, в объеме технических решений, выполняемых на соответствующих объектах. Согласование ПД со стороны Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири должно быть получено до направления ПД в ФАУ «Главгосэкспертиза России» в объеме по предварительно согласованному перечню;

- сопровождение документации в негосударственной экспертизе и добивается получения положительного заключения..

- внесение соответствующих изменений с согласованием с Заказчиком в документацию в соответствии с замечаниями, полученными от согласующих и экспертов, либо эффективно оспаривает эти замечания;

выполняет весь комплекс работ, в том числе кадастровых, связанных с оформлением прав на земельные (лесные) участки для строительства ПС со всеми участниками земельных отношений, но не ограничиваясь:

- оформляет права на земельные (лесные) участки для строительства со всеми участниками земельных отношений;
- выполняет кадастровые работы по снятию обременений, устранению кадастровых и технических ошибок (при необходимости);
- получает и осуществляет сопровождение заключения договоров аренды (субаренды) земельных (лесных) участков;
- подготавливает отчеты об оценке рыночной стоимости арендной (субарендной) платы (при необходимости);
- подготавливает заключения об определении величины убытков, в том числе упущенной выгоды, в связи с временным изъятием части земельного (лесного) участка из хозяйственной деятельности (при необходимости);
- выполняет работы по натурной таксации лесных участков, с указанием высоты деревьев; определение объема полученного количества древесины по группам диаметров (в м3); определение массы полученного количества древесины по группам диаметров (в тн); определение товарной структуры древостоев с разбивкой на деловую, дровяную, не подлежащую использованию в качестве ни дровяной ни деловой (подрост, подлесок, самосев, всходы), с указанием по каждому виду полученных объемов (м3) и количества (шт.);
- согласовывает отчет по натурной таксации с уполномоченным органом по распоряжению лесным фондом;
- при оформлении акта выбора лесного участка, предусматривает площадки складирования древесины;
- подготавливает проекты освоения лесов в целях дальнейшего использования земель лесного фонда для строительства объектов проектирования;
- осуществляет сопровождение процедуры проведения государственной экспертизы проекта освоения лесов и получение положительного заключения, утвержденного уполномоченным органом власти;

- проводит мероприятия по изъятию земельных участков для государственных или муниципальных нужд, в случае отказа правообладателя от продажи, аренды земельного участка или его части;
- при необходимости организывает проведение государственной историко-культурной экспертизы, в части экспертизы для обоснования принятия решения (согласования);
- при необходимости осуществляет перевод земельных участков из одной категории в другую - формирование пакета документов по переводу земельных участков, путем подготовки обращения с ходатайством в уполномоченный орган исполнительной власти Российской Федерации (в случае если в отношении данной категории земель федеральным законодательством или нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации уполномоченный орган исполнительной власти Российской Федерации не назван), либо в уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации;
- разрабатывает, согласовывает и утверждает в соответствующих органах власти проект планировки территории, проект межевания территории.

7. Выделение этапов строительства.

Один этап.

8. Срок выполнения проектной документации.

Согласно календарному графику к договору.

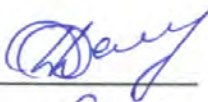
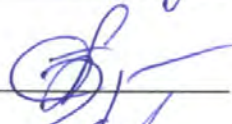

Сокращения, принятые в задании на проектирование:

АБ	-	аккумуляторная батарея
АББЭ	-	аккумуляторная батарея большой емкости
АВР	-	автоматический ввод резерва
АИИС КУЭ	-	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АРМ	-	автоматизированное рабочее место
ВОЛС	-	волоконно-оптическая линия связи
ВЛ	-	воздушная линия
ВЧ-связь	-	высокочастотная связь
ДЦ	-	диспетчерский центр АО «СО ЕЭС»
ГОСТ	-	государственный стандарт
ЕНЭС	-	единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ИБП	-	источник бесперебойного питания
ИВК	-	информационно-вычислительный комплекс
ИТС	-	информационно-технологические системы (РЗА, АСУ ТП, ССПТИ, СМКУЭ, АИИС КУЭ)
ЗП	-	здание на проектирование
ЗПА	-	зарядно-подзарядный агрегат
КА	-	коммутационные аппараты
КД	-	конкурсная документация
КЗ	-	короткое замыкание
КРУ (КРУН)	-	комплектное распределительное устройство (комплектное распределительное устройство наружного исполнения)
КРУЭ	-	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КТП	-	комплектная трансформаторная подстанция
ЛВС	-	локальная вычислительная сеть
ЛЭП	-	линия электропередачи
МВИ	-	методика (метод) измерений
МО	-	метрологическое обеспечение

МПК	-	микропроцессорный комплекс
МЭС	-	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, магистральные электрические сети
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	-	определение 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
ПТЭ	-	правила технической эксплуатации
ПУЭ	-	правила устройства электроустановок
РАС	-	регистратор аварийных событий
РД	-	рабочая документация
РЗ	-	релейная защита
РЗА	-	Релейная защита и автоматика (РЗ, СА, ПА, РА, РАСП и ТА)
РУ	-	распределительное устройство
РЩ	-	релейный щит
СИ	-	средства измерения, включая измерительные системы и измерительные каналы измерительных систем
СКРМ	-	средства компенсации реактивной мощности
СКС	-	структурированная кабельная система
СМ	-	система автоматической диагностики (мониторинга)
СН	-	собственные нужды
СО (СТО)	-	стандарт организации
СОПТ	-	система оперативного постоянного тока
СП	-	система передачи
СС	-	средства связи
ССДТУ	-	система связи диспетчерского и технологического управления
ССПИ	-	система сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и технологического управления
ССПТИ	-	система сбора и передачи неоперативной технологической информации
Т	-	трансформатор
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
ЩРОТ	-	шкаф распределения оперативного тока
ЩПТ	-	щит постоянного тока
ЩСН	-	щит собственных нужд
ЭМС	-	электромагнитная совместимость
ЭТО	-	электротехническое оборудование

Приложения: 1. Приложение 1 на 4 л. в 1 экз.
2. Приложение 2 на 2 л. в 1 экз.

<u>Начальник ПТО АО «Витимэнерго»</u>		<u>Махчаев А.Р.</u>
<u>Начальник ОКС АО «Витимэнерго»</u>		<u>Брылко Л.Л.</u>
<u>Начальник СРЗиА АО «Витимэнерго»</u>		<u>Дейс Д.Ю.</u>

Типовой состав телеинформации, подлежащей передаче с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС»

Параметры телеинформации		Примечание
ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯ		
Режимные параметры ЛЭП 110-750 кВ		
Действующее значение междуфазного напряжения	Uab	При наличии ТН на ЛЭП (для однофазных ТН ЛЭП 110-220 кВ – фазного напряжения)
	Ubc	
	Uca	
Действующее значение фазного тока	Ia	
	Ib	
	Ic	
Активная мощность трехфазной системы	Pсум	
Реактивная мощность трехфазной системы	Qсум	
Секционные, шиносоединительные и обходные выключатели 110 кВ и выше		
Действующее значение фазного тока	Ia	
	Ib	
	Ic	
Активная мощность трехфазной системы	Pсум	
Реактивная мощность трехфазной системы	Qсум	
Секции (системы) шин 110-750 кВ		
Действующее значение междуфазного напряжения	Uab	
	Ubc	
	Uca	
Частота электрического тока	F	
Секции (системы) шин 6-35 кВ		
Действующее значение междуфазного напряжения	Uab	При наличии объектов диспетчеризации
Автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы со стороны высшего напряжения 220 кВ и выше (по каждой стороне)		
Действующее значение фазного тока	Ib	
Активная мощность трехфазной системы	Pсум	
Реактивная мощность трехфазной системы	Qсум	
Действующее значение тока в общей обмотке	Ibo	При наличии подключенных источников активной или реактивной мощности
Положение анцапф РПН		
Положение анцапф РПН специальных регулировочных трансформаторов (ВДТ, ТПР и др.)		
Двухобмоточные трансформаторы со стороны высшего напряжения 110 кВ и выше (по стороне высшего напряжения)		
Действующее значение фазного тока	Ib	
Активная мощность трехфазной системы	Pсум	
Реактивная мощность трехфазной системы	Qсум	

Параметры телеинформации		Примечание
ТЕЛЕСИГНАЛИЗАЦИЯ		
Положение коммутационных аппаратов 110-750 кВ		
Положение выключателей	ТС	Пофазно при наличии сигналов на объекте электроэнергетики
Положение разъединителей	ТС	
Положение заземляющих разъединителей (ЗН)	ТС	
Положение отделителей 110-220 кВ	ТС	
Положение коммутационных аппаратов 6-10(20)-35 кВ		
Положение выключателей	ТС	От отдельных присоединений при наличии объектов диспетчеризации
Положение коммутационных аппаратов генераторов		
Положение выключателей	ТС	
Положение разъединителей	ТС	
Положение заземляющих разъединителей (ЗН)	ТС	
Аварийно-предупредительная сигнализация по оборудованию 110-750 кВ		
Неисправность (неготовность) выключателя	АПТС	Обобщенный сигнал о неисправностях, приводящих к блокированию управления выключателем
Срабатывание основных РЗ присоединения (ЛЭП, АТ (Т))*	АПТС	ЛЭП – сигнал по каждому устройству (для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). АТ (Т) – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон))
Срабатывание резервных РЗ присоединения (ЛЭП, АТ (Т))*	АПТС	ЛЭП – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон) – для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). АТ (Т) – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон)). Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание ДЗШ (ДЗОШ)	АПТС	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание УРОВ выключателя	АПТС	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений

Параметры телеинформации		Примечание
Срабатывание устройства ПА	АПТС	1. Сигнал срабатывания по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, АРПМ. 2. Сигналы срабатывания ЛАПНУ по ступеням управляющих воздействий. Формируется при действии устройства (функции) ПА на выдачу управляющего воздействия
Неисправность устройства ПА	АПТС	1. Сигнал неисправности по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, ФОЛ, АРПМ. 2. Сигнал неисправности ЛАПНУ 3. Сигнал неисправности УПАСК
Срабатывание ТАПВ выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление *	АПТС	Формируется при действии устройства (функции) ТАПВ на включение выключателя
Срабатывание ОАПВ ЛЭП	АПТС	Формируется при действии устройства (функции) ОАПВ на включение выключателей
Запрет АПВ выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление *	АПТС	Формируется при получении сигнала запрета АПВ устройством (функцией) АПВ
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ		
Неисправность (неготовность): - разъединителя; - заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	АПТС	Обобщенный сигнал неисправностей, приводящих к блокированию управления разъединителем, заземляющим разъединителем
Неисправность РЗ	АПТС	Обобщенный сигнал по каждому терминалу (комплекту) РЗ каждого присоединения, приводящий к блокированию защитных функций, реализуемых терминалом
Неисправность СА	АПТС	Обобщенный сигнал по каждому терминалу (комплекту) СА каждого присоединения
Неисправность ДЗШ	АПТС	
Неисправность РПШ АТ (Т)	АПТС	
Положение двухпозиционного ключа управления (ключ выбора режима управления присоединением) – «местное»	ТС	Запрет ТУ
Положение двухпозиционного ключа управления (ключ выбора режима управления присоединением) – «дистанционное»	ТС	Разрешение ТУ
Положение программного ключа ТУ «Освобождено»	ТС	ТУ не осуществляется, возможен перевод ключа ТУ (захват ТУ) в любое положение
Положение программного ключа ТУ – «Объект»	ТС	Переключения осуществляются из АРМ Объекта
Положение программного ключа ТУ – «ОДУ»	ТС	ТУ осуществляется из ОДУ

Параметры телеинформации		Примечание
Положение программного ключа ТУ – «РДУ»	ТС	ТУ осуществляется из РДУ
Положение программного ключа ТУ «ЦУС»	ТС	ТУ осуществляется из ЦУС
Неисправность оперативной блокировки присоединения	АПТС	По отсутствию сигнала «Неисправность оперативной блокировки» проверяется готовность оперативной блокировки
Блокировка разъединителя	ТС	Сигнал оперативной блокировки – блокирование разъединителя
Блокировка заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	ТС	Сигнал оперативной блокировки – блокирование заземляющего разъединителя

Таблица результатов расчетов максимально допустимых перетоков

[illegible]

Примечания:

- 1 - амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности;
- 2 - предельный переток в сечении в нормальной схеме по критерию длительно допустимой токовой нагрузки элемента сети;
- 3 - переток в сечении в нормальной схеме с учетом длительно допустимой токовой нагрузки элемента сети и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 4 - элемент, ограничивающий токовую нагрузку ВЛ;
- 5 - допустимая токовая нагрузка ВЛ, которая допустима неограниченное время, и определенная с учетом токовой нагрузки провода ВЛ и оборудования ПС;
- 6 - предельный переток в сечении в нормальной схеме;
- 7 - переток в сечении в нормальной схеме с учетом коэффициента запаса по активной мощности и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 8 - переток в сечении в нормальной схеме с учетом коэффициента запаса по напряжению и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности. Если расчетное значение больше значения, указанного в столбце 8, то необходимо указать «-»;
- 9 - наиболее тяжелое аварийное возмущение по критерию токовой загрузки;
- 10 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке в послеаварийной схеме;
- 11 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке в послеаварийной схеме, с учетом амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 12 - элемент, перегружаемый по току в послеаварийном режиме при нормативном возмущении;
- 13 - допустимая токовая нагрузка ВЛ, которая допустима ограниченное время в послеаварийном режиме, и определенная с учетом токовой нагрузки провода ВЛ и оборудования ПС;
- 14 - предельный переток в сечении в послеаварийной схеме;
- 15 - предельный переток в сечении в послеаварийной схеме с учетом коэффициента запаса по активной мощности;
- 16 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий перетоку по аperiodической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по активной мощности;
- 17 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий перетоку по аperiodической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по активной мощности и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 18 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий перетоку по аperiodической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по устойчивости и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности. Если расчетное значение больше значения, указанного в столбце 8, то необходимо указать «-»;
- 19 - наиболее тяжелое аварийное возмущение по критерию динамической устойчивости;
- 20 - предельный переток в сечении по динамической устойчивости без учета действия ПА;
- 21 - предельный переток в сечении по динамической устойчивости без учета действия ПА с учетом амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 22 - предельный переток в сечении по динамической устойчивости с учетом действия ПА;
- 23 - предельный переток в сечении по динамической устойчивости с учетом действия ПА и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;
- 24 - максимально допустимый переток без учета действия ПА;
- 25 - максимально допустимый переток с учетом действия ПА.