

СОГЛАСОВАНО

Директор по перспективному развитию
Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

С.А. Ситников
«15» 11 2013 г.



УТВЕРЖДАЮ

Директор ЗАО «Витимэнерго»

А.Р. Машковский
«16» 11 2013 г.



ЗАДАНИЕ

на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан»

1. Наименование проекта.

«Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан».

2. Основание для проектирования.

- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.08.2013 № 431 «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 годов»;

- Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на период 2014-2018 г., утвержденная Приказом от 29.04.2013 №9-мпр;

- Схема и программа развития ЕЭС России на период 2013-2019 гг., утвержденная Приказом Минэнерго России от 19.06.2013 № 309.

3. Вид строительства.

Техническое перевооружение.

4. Район, пункт и площадка строительства.

Бодайбинский район Иркутской области, п. Мамакан, ул. Гидростроителей, 3

5. Нормативные акты федерального уровня:

- Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ;
- Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ;
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №190-ФЗ;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Постановление Правительства РФ от 31.10.2009 №879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»;
- Постановление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека 09.09.2010 №122 «Об утверждении СанПин 2.2.1/2.1.1.2739-10. Изменения и дополнения №3 к СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Новая редакция»;
- Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 №102-ФЗ;
- Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 №184-ФЗ;
- Федеральный закон «О связи» от 07.07.2003 №126-ФЗ;
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96;
- Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной

безопасности» от 22.07.2008 №123-ФЗ;

- Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 №68-ФЗ;

- 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.

- Воздушный кодекс Российской Федерации от 13.03.1997 № 60-ФЗ (действующая редакция);

- Закон о Недрах Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1;

- Федеральный закон от 25.06.2002 № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия» (действующая редакция);

- Федеральный закон от 24.07.2007 № 221-ФЗ «О Государственном кадастре недвижимости» (действующая редакция);

- Федеральный закон «О гарантиях прав коренных малочисленных народов Российской Федерации» от 30.04.1999 № 82-ФЗ;

- Федеральный закон «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» от 07.05.2011 № 49-ФЗ;

- Федеральный закон «О животном мире» от 24.04.1995г. №52-ФЗ.

- ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ

- Федеральный закон «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» от 21.07.2011г. № 256-ФЗ

- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

6. Отраслевые НТД:

- Правила устройства электроустановок (действующее издание);

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

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

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

- 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.

- РД 78.36.003-2002 МВД России «Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств».

7. Организационно распорядительные документы (ОРД) и НТД ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС»:

- Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС», утвержденное Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» (редакция 2012 г.);

- 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» «Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.55.016-2008;

- 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» «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», СТО 56947007-29.240.013-2008;
- 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» «Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления», СТО 56947007-29.240.036-2009;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ», СТО 56947007-29.240.55.018-2009;
- 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;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.09.2005 №250 «О корпоративном стиле оформления объектов производственного назначения, автотранспорта и спецтехники»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.03.2006 №80 «Об утверждении Положения о взаимодействии при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции электросетевых объектов, затрагивающих имущественный комплекс разных собственников»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.01.2008 №10 «Об утверждении нормативных документов Электронного архива ПСД ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 №140 «Об утверждении и введении в действие нормативно-технических документов электросетевой тематики»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.04.2008 №168 «Об утверждении и введении в действие Типовой программы приемо-сдаточных испытаний АСУ ТП законченных строительством подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.10.2009 №503);
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.05.2008 №210 «Об утверждении Реестра действующих в ОАО «ФСК ЕЭС» нормативно-технических документов (НТД) электросетевой тематики»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.07.2008 №304 «О мероприятиях по сокращению

издержек, увеличению доходов и повышению эффективности деятельности»;

- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.01.2009 №2 «Об утверждении Положения о порядке метрологического обеспечения в ОАО «ФСК ЕЭС». Общие требования»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.08.2009 №389 «О разработке Методики»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.03.2010 №115 «Об утверждении Порядка по приемке РЗА, ПА, АСУ ТП подстанций нового поколения»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.04.2010 №273 «Об утверждении Порядка по определению численности, категорий персонала и сроков выделения численности в период до постановки объекта нового строительства под напряжение»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 №423 «О внесении изменений в ОРД по утверждению стандартов организации ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.06.2010 №427 «О развитии системы диагностики ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.09.2010 №730 «О применении Положения о порядке проведения регламентированных закупок товаров, работ, услуг для нужд ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.09.2010 №731 «Об утверждении Типового порядка планирования, организации и проведения работ по метрологическому обеспечению системы технической диагностики состояния объектов электросетевого комплекса в ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.10.2010 №782 «Об отмене приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.01.2009 №20»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.06.2012 № 356 «О внесении изменений в приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.12.2010 г. № 954 «Порядок приёмки в эксплуатацию законченных строительством объектов ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 10.04.2012 № 147/189 «О технических решениях, принимаемых при разработке проектно-сметной документации»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.03.2012 № 160 СТО 56947007-33.040.10.118-2012 «Системы пожаротушения на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.02.2012 № 55 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.12.2011 № 816 СТО 56947007-25.040.40.112-2011 «Типовая программа и методика испытаний программно-технического комплекса автоматизированной системы управления технологическими процессами (ПТК АСУ ТП) и микропроцессорного комплекса системы сбора и передачи информации (МПК ССПИ) подстанций в режиме повышенной информационной нагрузки «шторм»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.11.2011 № 726 СТО 56947007-35.240.01.107-2011 «Типовая программа и методика испытаний автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.11.2011 № 690 «Об исключении избыточности принимаемых при разработке проектно – сметной документации технических решений»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 22.09.2011 № 570 СТО 56947007-25.040.70.101-2011 «Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.06.2011 № 316 «Об утверждении стандарта организации по проектированию систем оперативного постоянного тока»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.05.2011 № 263 «Об утверждении Порядка организации безопасного проведения работ на действующих реконструируемых объектах»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 07.04.2011 № 199 «Об утверждении Регламента информационного взаимодействия по объектам реконструкции и технологического присоединения»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 № 421 «Об утверждении стандарта организации «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ»;

- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.04.2010 № 265 «Об утверждении стандарта организации в части обеспечения электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.03.2010 № 206 СТО 56947007-29.120.70.042-2010 «Об утверждении стандарта организации «Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами»;
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.10.2009 № 491 «Об утверждении филиалами ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС технических заданий на разработку проектной документации по реконструкции измерительных каналов (регламентирует класс точности ТТ и ТН)»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.08.2011 №538р «Об утверждении технических требований ОАО «ФСК ЕЭС» к системам автоматической диагностики силового оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы и шунтирующие реакторы) при его первичном вводе в эксплуатацию»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.06.2011 №463р «Об утверждении Основных требований к совмещенному производственному зданию ПС»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.06.2006 №144р «Об утверждении Порядка отнесения имущества к основным средствам»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.09.2009 №397р «Об утверждении Технические требований к АСУ ТП подстанций ЕНЭС в части исключения несанкционированного вывода из работы оперативной блокировки в АСУ ТП подстанций ЕНЭС»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.11.2009 №480р «Об утверждении Типовых рекомендаций по конфигурации и приоритетности вывода на интерфейс АСУ ТП оперативного персонала ПС данных от микропроцессорных устройств АСУ ТП и РЗА»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.03.2010 №165р «Рекомендации по применению матрицы сочетаемых технических решений производителей оборудования РЗА, АСУ ТП, АИСКУЭ»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.05.2010 №236р «Об утверждении Порядка организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 31.05.2010 №293р «Рекомендации по применению основных структурных схем и требования к организации АСУ ТП подстанций 110-750 кВ с учетом функциональной достаточности и надежности»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.06.2010 №302р «Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2010 №366р «Об утверждении типового перечня сигналов, поступающих от РЗА, ПА, АИИС КУЭ и инженерных систем подстанции в АСУ ТП»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 14.07.2010 №424р «Об утверждении Типовых требований, определяющих количество, вид и информационную наполняемость мнемосхем АРМ оперативного персонала подстанций»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 11.10.2010 №665р «Об утверждении Регламента эксплуатации ПТК АСУ ТП подстанций, включающего методику определения численности персонала по обслуживанию АСУ ТП»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.12.2010 №897р «Об утверждении требований к объему, способам обработки, фильтрации и видам представления информации нормальных и аварийных режимов в АСУ ТП подстанций»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.02.2011 №115р «Об утверждении требований к архивированию и хранению информации в АСУ ТП»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.03.2011 №205р «О применении аттестованного оборудования»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.05.2011 №320р «Об утверждении Методики обеспечения персонала санитарно-бытовыми помещениями и условиями на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.06.2012 № 419 «Об утверждении Типовой инструкции по эксплуатации и обслуживанию АСУ ТП оперативным персоналом ОАО «ФСК

ЕЭС»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.06.2012 № 377 «Об утверждении Основных технических требований к созданию системы мониторинга и управления качеством электроэнергии в ОАО «ФСК ЕЭС»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.04.2012 № 286р «О внесении изменений в распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 31.05.2010 № 293р»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.03.2012 № 202 «Об утверждении Методических указаний по расчёту объёмов обслуживания ОАО «ФСК ЕЭС» в условных единицах (Расчёт численности персонала)»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.09.2011 № 668 «О порядке переключений на ПС нового поколения (с использованием АРМа)»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.02.2010 № 70р «Об утверждении Порядка приема-передачи проектно-сметной, исполнительной документации и документации, необходимой для разработки инструкций по эксплуатации объекта»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 22.12.2009 № 556р «О повышении наблюдаемости подстанций ЕНЭС»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.09.2009 г. № 399р «Об утверждении стандарта организации «Руководящие указания по выбору объёмов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления»;

- Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.07.2009 № 284 «Об утверждении Типовой программы и методики приёмо-сдаточных испытаний комплексов ССПИ и систем связи подстанций ЕНЭС, создаваемых по Программе повышения надёжности и наблюдаемости ЕНЭС»;

- 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;

- Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97;

- Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией, введенного дополнительным соглашением от 01.07.2009 №6 к временному соглашению о взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и организации по управлению ЕНЭС при выполнении ими своих функций от 18.03.2004;

- Положение по взаимодействию между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при управлении электроэнергетическим режимом Единой энергетической системы России» от 28.05.2010;

- Положение по проведению и обработке контрольных замеров в зоне эксплуатационной ответственности ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.06.2010;

- Соглашение об информационном обмене при проектировании между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2011;

- 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» «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)» СТО 59012820.29.240.001-2010;

- 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 определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», СТО 59012820.27.010.001-2013;
- 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;
- Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

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

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

- Технико-экономическое обоснование (ТЭО) строительства электросетевых объектов «Двухцепная ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Кoryто – Сухой Лог – Мамакан с ПС 220 кВ Чертово Кoryто и ПС 220 кВ Сухой Лог для организации схемы внешнего электроснабжения Бодайбинского и Мамско-Чуйского районов Иркутской области»;
- Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на период 2014-2018 г., утвержденная Приказом от 29.04.2013 №9-мпр;
- Схема и программа развития ЕЭС России на период 2013-2019 гг., утвержденная Приказом Минэнерго России от 19.06.2013 № 309;
- Инвестиционная программа ОАО «ДВЭУК» на 2014-2016 гг.;
- Технико-экономическое обоснование строительства электросетевых объектов ЕНЭС (ВЛ 500 кВ Нижнеангарск-Чара с ПС 500 кВ Чара) в составе внешнего электроснабжения инвестиционных проектов на территориях Байкальского региона, Иркутской области и западного района Республики Саха (Якутия);
- Внешнее электроснабжение объектов ВСТО;
- Отчет ЗАО «Энергетические технологии» «Предварительное Технико-экономическое обоснование развития противоаварийной автоматики на транзите Иркутск – Бурятия – Чита в Южной и Северных частях Бурятской и Забайкальской энергосистем»;
- «Схема выдачи электрической мощности Ленской ТЭС. Обоснование инвестиций»;
- «Установка источников компенсации реактивной мощности (ИРМ) на ПС Бодайбинского энергорайона для снижения дефицита мощности в Бодайбинском энергорайоне после осуществления перевода одной цепи ВЛ 110 кВ Таксимо - Мамакан на 220 кВ»;
- «Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо с расширением ОРУ 220 кВ для присоединения второй цепи ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан»;
- «Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо для осуществления перевода одной цепи ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан ЗАО «Витимэнерго» на напряжение 220 кВ»;
- «Перевод одной цепи ВЛ Таксимо – Мамакан с напряжения 110 кВ на напряжение 220 кВ»;
- «Противоаварийная автоматика (ДАР) в Бодайбинском районе Иркутской области».

9. Вид строительства и этапы разработки документации:

9.1. Вид строительства: Реконструкция ПС 220 кВ Мамакан с реализацией «полной» схемы с двумя рабочими СШ 110 кВ и 220 кВ с установкой второго АТ.

9.2. Этапы разработки документации: разработка, согласование и экспертиза проектной документации, разработка технической части конкурсной документации, разработка и согласование рабочей документации.

10. Основные характеристики реконструируемого объекта.

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
Номинальные напряжения, кВ	220/110/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	Открытое
Тип схемы каждого РУ	РУ 220 кВ – реконструкция РУ до «полной» схемы: типовая схема №220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»; РУ 110 кВ – реконструкция РУ до «полной» схемы: типовая схема №110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»; РУ 10 кВ – существующая типовая схема №10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».
Количество линий, подключаемых/подключенных к ПС, по каждому РУ	к РУ 220 кВ – 2 шт.: 2 ВЛ на ПС 220 кВ Таксимо (с учетом перевода второй цепи ВЛ Таксимо – Мамакан на напряжение 220 кВ); к РУ 110 кВ – 2 шт.: 1 ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Артемовская; 1 ВЛ 110 кВ на Мамаканскую ГЭС; Количество линий по каждому РУ уточнить при проектировании.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	Предусмотреть расширение РУ: - на две ячейки 220 кВ, необходимые для ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог (№1 и №2); - на одну ячейку 110 кВ для второй ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан. Количество резервных ячеек определить при проектировании.
Количество и мощность силовых трансформаторов или автотрансформаторов	АТ-1 – АТДЦТН-125000/220/110/10; АТ-2 – АТДЦТН-125000/220/110/10; Т-2 – ТМН-6300/110/10
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Существующие СКРМ: ШР- 4х3,3 Мвар БСК - 1х15 Мвар
Система собственных нужд	2хТСН 10 кВ Необходимость расширения определить при проектировании.
Тип выключателей, их параметры и основные характеристики вновь проектируемых ячеек 220 кВ и 110 кВ, в т.ч. тип и привод выключателей каждого РУ	Тип определить проектом.
Система оперативного постоянного тока (СОПТ)	Определить при проектировании

Показатель		Значение / Заданные характеристики*
Основные решения по РЗ		Модернизация в объеме вновь вводимого оборудования. Состав и технические требования – определить и обосновать при проектировании. Учесть при проектировании однотипность установленного МП оборудования по РЗ.
Противоаварийная автоматика (ПА)		Модернизация в объеме, необходимом при вводе нового оборудования. Состав и технические требования – определить и обосновать при проектировании. Реализация: ФОЛ ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь; ФОЛ ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь; АОПН ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь; АОПН ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь; АОПО ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь; АОПО ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь; При создании системы ПА учесть решения, принятые в работе «Предварительное Технико-экономическое обоснование развития противоаварийной автоматики на транзите Иркутск – Бурятия – Чита в Южной и Северных частях Бурятской и Забайкальской энергосистем», в том числе по: АОПН ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 1; АОПН ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 2; АОПО ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 1; АОПО ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 2; ФОЛ ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 1; ФОЛ ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог № 2; АОСН, УПАСК ВОЛС, УПАСК ВЧ связь.
АИИС КУЭ		Расширение АИИС КУЭ (системы учета электроэнергии) в объеме вновь вводимого оборудования. Состав и технические требования определить и обосновать при проектировании.
Регистрация аварийных событий и процессов (РАСП)		Определить при проектировании.
Автоматическая диагностика (СМ)		Определить при проектировании
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, сбора и передачи информации		Предусмотреть расширение ПТК ССПИ в объеме вновь вводимого оборудования. Определить проектом объем модернизации существующей ССПИ с учетом вновь вводимого оборудования.
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	Линейно-кабельные сооружения ВОЛС	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	ВЧ-связь	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.

Показатель		Значение / Заданные характеристики*
	Спутниковые системы связи	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	Комплекс внутриобъектной связи	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	Инфраструктура средств связи	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
	ЦРРЛ	Необходимость расширения/модернизации определить проектом.
Требование к обеспечению пожарной безопасности на объекте		Молниезащита в объеме, необходимом для вновь вводимого оборудования.

11. Требования к оформлению и содержанию проектной документации.

11.1. Предпроектные обследования

Перед началом проектирования выполнить предпроектные обследования. При предпроектном обследовании:

11.1.1. Определить и оценить:

- состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств РЗ, АПВ, АВР, ПА, передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК), аппаратуры ВЧ канала (ВЧЗ, КС, ФП), определения мест повреждения на ВЛ (ОМП), регистрации аварийных событий и процессов (РАСП) в сети, прилегающей к объекту проектирования;

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

- отклонения (при наличии) от требований селективности, быстродействия и чувствительности устройств РЗ в существующей сети.

- схему и состав существующей сети связи для систем диспетчерского и технологического управления (СДТУ) на объекте строительства и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗ, ПА, передачи в центры управления сетями (ЦУС) и в ДЦ ОАО «СО ЕЭС» аварийной информации (данные РАСП, функции РАСП в МП РЗ, ПА, ОМП), телеинформации и голосовой информации включая наличие резервных каналов связи;

11.1.2. При предпроектном обследовании ПС 220 кВ Мамакан (реконструируемого объекта) и объектов, технологически связанных с ПС 220 кВ Мамакан (в случае выявления необходимости замены измерительного оборудования по результатам выполнения требований пункта 11.2.1.1. настоящего ЗП), для всех измеряемых параметров и применяемых на объекте СИ, включая измерительные каналы информационно-измерительных систем, необходимо определить:

- перечень измеряемых параметров и соответствие погрешности их измерений установленным (действующим) нормам, отнесение измерений к сфере Государственного регулирования;

- перечень, размещение и условия эксплуатации СИ, применяемых для измерения параметров;

- параметры и техническое состояние СИ;

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

11.1.3. Результаты предпроектного обследования согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Иркутским РДУ.

11.1.4. При предпроектном обследовании должна быть проведена оценка состояния электромагнитной обстановки на реконструируемом объекте в объеме данного титула.

11.2. В проекте предусмотреть:

11.2.1. На первом этапе проектирования выполнить:

11.2.1.1. Раздел «Балансы и режимы»:

- в разделе должны быть приведены результаты анализа существующего баланса мощности и электроэнергии энергосистемы Иркутской области (в том числе, отдельно Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов);

- в разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности северной части Иркутской и Бурятской энергосистем ОЭС Сибири на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Мамакан и перспективу 5 лет (для каждого года пятилетнего периода) для характерных режимов, указанных в следующих буллитях настоящего пункта;

- в разделе должны быть проведены описание и результаты расчётов электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных аварийных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Мамакан и на перспективу 5 лет (для каждого года пятилетнего периода). Границами электрической сети для выполнения расчётов электроэнергетических режимов принять шины 500 кВ Усть-Илимской ГЭС и шины 500 кВ Братской ГЭС, ПС 220 кВ Таксимо;

- при анализе режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к реконструируемому объекту, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня. В качестве исходного режима принять базовый режим с максимальной нагрузкой периода (периода 2012-2013) с учетом вводимых ограничений;

- результаты расчетов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше Бодайбинского района и прилегающей электрической сети, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети;

- на основании результатов расчетов должны быть проведены выбор оборудования ПС и ВЛ, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима. В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров оборудования электрической сети (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть усиление сети, а также замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов.

Расчетные модели, используемые для расчетов, выполняемых в рамках раздела «Балансы и режимы» проектной документации, предварительно должны быть согласованы с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

11.2.1.2. Раздел «Расчет статической устойчивости»

В составе раздела должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети, прилегающей к реконструируемому объекту, для всех групп нормативных аварийных возмущений в нормальной и основных ремонтных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем.

По результатам расчетов должны быть определены:

- величины максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях: Таксимо - Мамакан, Иркутск - Бурятия (Северобайкальский участок);

- необходимые объемы управляющих воздействий ПА;

- уставки ПА.

Расчеты произвести на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Мамакан и на перспективу 5 лет (для каждого года пятилетнего периода).

Расчеты электроэнергетических режимов, статической устойчивости необходимо выполнять на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов расчетов переходных режимов и статической устойчивости, обеспечивающих точное моделирование конкретных систем возбуждения, регуляторов возбуждения и систем регулирования существующих и вновь вводимых энергоблоков.

В случае невыполнения требований «Методических указаний по устойчивости энергосистем», а также выявления необходимости увеличения МДП в контролируемых

сечениях, необходимо разработать мероприятия по обеспечению статической устойчивости в электрической сети в районе размещения объекта проектирования.

11.2.1.3. Раздел «Регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности».

В составе раздела должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности. При выявлении по результатам анализа необходимости установки дополнительных устройств СКРМ, в составе раздела должны быть определены вид, количество, номинальные параметры и место подключения новых устройств СКРМ в районе размещения ПС 220 кВ Мамакан на год окончания реконструкции и на перспективу 5 лет, определена необходимость регулирования напряжения в сети с использованием РПН автотрансформаторов, включая автоматическое изменение их коэффициента трансформации. При необходимости установка регулируемых СКРМ в сети должны быть представлены соответствующие обосновывающие расчеты.

11.2.1.4. Раздел «Расчет токов короткого замыкания»

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах РУ 110 кВ и 220 кВ ПС 220 кВ Мамакан, а также на шинах объектов в прилегающей сети 110 кВ и выше Бодайбинского энергорайона на год окончания реконструкции объекта и на перспективу 5 лет.

По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ, расчет параметров срабатывания устройств РЗ и, при необходимости разработаны рекомендации по замене оборудования на реконструируемом объекте и объектах прилегающей сети 110 кВ и выше и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ.

11.2.2. В результате I этапа проектирования должны быть представлены:

- утвержденное ЗП;
- перечень исходных данных для проектирования;
- схема присоединения ПС к энергосистеме;
- принципиальная схема реконструируемого объекта;
- данные об отключающей способности выключателей, термической стойкости и пропускной способности другого оборудования на объектах сети 110 кВ и выше, прилегающей к реконструируемому объекту (в табличном виде);
- данные о максимально допустимом времени отключения КЗ;
- климатическая характеристика региона строительства;
- информация (согласующие письма) о согласовании Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и ЗАО «Витимэнерго» расчетных моделей сети на год окончания реконструкции ПС 220 кВ Мамакан и перспективу 5 лет;
- расчетные модели, на основе которых проводились расчеты, в электронном виде в формате программных комплексов, использованных при проведении расчетов, а также графические схемы;
- результаты расчетов электрических режимов, токов КЗ, статической устойчивости в графическом и табличном виде;
- требования (с обоснованием) к основным техническим и метрологическим характеристикам устанавливаемого оборудования;
- схема электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к реконструируемому объекту;
- пояснительная записка с описанием рассмотренных вариантов выполнения устройств РЗ, ПА и выбранным составом устройств РЗ, ПА;
- на первом этапе выполнить оснащение ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан основной быстродействующей защитой с абсолютной селективностью;
- схема размещения и состав устройств РЗ, ПА (существующих и устанавливаемых по проекту) на реконструируемом объекте и на энергообъектах, технологически связанных с данным объектом;

- схема передачи в Филиал ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ данных о состоянии и загрузке ИРМ в Бодайбинском районе Иркутской области;
- согласование разделов проектной документации Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и ЗАО «Витимэнерго».

11.2.3. На втором этапе проектирования выполнить

11.2.3.1. В части технических решений по автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП) необходимо выполнить/определить.

- перечни сигналов телеинформации в Филиал ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ в объеме вновь вводимого оборудования;
- структурную схему АСУ ТП или ССПИ (ТМ) и схему передачи данных с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации;
- пояснительную записку (состав функциональных подсистем, направления передачи информации);
- решения по местам установки дополнительных (новых) средств АСУ ТП;
- решения по организации измерений, организуемых дополнительными (новыми) средствами АСУ ТП и интегрируемых в существующую модернизируемую систему АСУ ТП, и их метрологическому обеспечению;
- решения по передаче осциллограмм аварийных событий в выделенный сервер РАС и удаленному доступу к их файлам для службы РЗА Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

Предусмотреть согласование с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ объемов телеинформации, необходимой для оперативного обслуживания и диспетчеризации реконструируемого объекта. Детализированный перечень ТИ и ТС, способы и протоколы их передачи в диспетчерский центр (ДЦ) Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ определяются Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ в Технических требованиях, выдаваемых Заказчику.

Перечень аналоговых сигналов, собираемых и обрабатываемых в АСУ ТП, 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.

11.2.3.2. В части технических решений по автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии.

В составе раздела разработать решения по расширению существующей системы учета электроэнергии (АИИС КУЭ) в объеме вновь вводимого оборудования, в т.ч.:

- структурную схему АИИС КУЭ с указанием возможности использования существующего оборудования и порядка сбора данных на все уровни управления;
- при необходимости установки нового (дополнительного) оборудования определить

состав измерительных каналов, состав оборудования и материалов, состав необходимых работ и мероприятий.

В части решений по АИИС КУЭ на реконструируемой ПС (в части соответствующих ячеек) необходимо выполнить /определить:

- модернизацию АИИС КУЭ в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 04.05.2012г № 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 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);

- на отходящих ЛЭП предусмотреть установку ТТ в линии для организации учета электроэнергии. Для распределительных устройств 110 кВ и выше с обходной системой шин при обоснованном отсутствии ТТ в линии должны быть разработаны решения по обеспечению автоматической фиксации в УСПД перевода линии на обходной выключатель с отражением в МВИ расчета количества электроэнергии через присоединение;

- измерительные цепи учета подключать к отдельным обмоткам (обмоткам учета) ТТ и ТН.

- установку счетчиков, УСПД и другого оборудования АИИС КУЭ производить в отдельно стоящих шкафах;

- 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;

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

- определить направление, состав и характеристики данных, передаваемых на другие уровни управления, включая расчет объемов передаваемой информации;

- выполнить интеграцию АИИС КУЭ с АСУ ТП ПС в части: получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей, передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, электросчетчиков, каналобразующей аппаратуры).

11.2.3.3. В части технических решений по организации связи.

В составе раздела разработать решения по модернизации систем связи для организации передачи информации в Филиал ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, а также в Центры управления сетями (ЦУС) соответствующего уровня оперативно-диспетчерского управления и для передачи сигналов/команд систем РЗ, 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 (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 ЦУС соответствующего уровня оперативно-диспетчерского управления и ДЦ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и для передачи сигналов/команд РЗ, ПА, включая линейно-кабельные сооружения по проектируемым системам связи с указанием расстояний и количества оптических волокон (ОВ).

В части модернизации систем связи необходимо выполнить/определить:

- 1) Волоконно-оптические линии 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.

2) Системы ВЧ-связи, включая каналобразующее оборудование, оборудование обработки и присоединения между ПС прилегающей сети 110-220 кВ. 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.

3) Спутниковые системы связи на ПС, обеспечивающие организацию резервных каналов связи для передачи данных (ТМ, АИИС КУЭ) и речи (оперативная диспетчерская связь). Каналы систем спутниковой связи предусматривать в качестве третьего резервного канала.

4) Комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему (СКС), локальную вычислительную сеть (ЛВС), систему телефонной, оперативно-диспетчерской, селекторной и громкоговорящей радиопоисковой 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) Линейно-эксплуатационную связь для обслуживания ЛЭП на отходящих от ПС ВЛ с обоснованием использования систем спутниковой связи.

6) В составе проектной документации должны быть разработаны и обоснованы организационно-технические решения по созданию новых и модернизации существующих систем связи, включая:

- таблицу распределения информационных потоков;
- сопряжение со смежными системами связи, а также решения по подключению технологических и корпоративных систем объекта (РЗ, АПВ, АВР, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, ЛВС, телефония и т.д.) к системам связи;
- организацию систем маршрутизации и коммутации для сетей передачи данных;
- систему IP-адресации и нумерации;
- организацию системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, системы тактовой синхронизации, электропитания;
- блоки аварийного питания для оборудования связи ЕТЛ 683 и БРКУ НЕВА;
- организацию линейно-кабельных сооружений;
- решения по подготовке (приспособлению) помещений для размещения оборудования связи.

11.2.3.4. В части технических решений по РЗ и ПА.

В составе раздела предусмотреть:

- необходимость реконструкции и установки новых устройств РЗ и ПА на ПС 220 кВ Мамакан определить проектом с учетом выделения этапов (I этап – до ввода «полной» схемы ПС 220 кВ Мамакан, II этап – ввод «полной» схемы ПС 220 кВ Мамакан);
- выполнить оснащение устройствами РЗА и ПА, управления, регулирования вновь вводимого первичного оборудования с использованием микропроцессорных терминалов с поддержкой протокола обмена согласно ГОСТ МЭК 61850-3-2005. Типы устройств и фирму производителя согласовать с ЗАО «Витимэнерго»;
- выполнить оснащение ВЛ 110 кВ Мамакан - Артемовская комплектами основных и резервных защит, а также автоматикой и управлением выключателя;
- выполнить оснащение ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан резервной защитой, а также автоматикой и управлением выключателя;
- выполнить отбор напряжения с ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС-Мамакан для реализации требуемых режимов настройки ТАПВ, в том числе с КС и УС;
- выполнить на ПС 220 кВ Мамакан схему ручной, точной синхронизации для присоединений ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан, ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками и ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан;

Проектом предусмотреть установку автоматического осциллографа (регистратор

аварийных событий (РАС)) на ПС 220 кВ Мамакан. Осциллограф должен регистрировать:

- напряжения (фазные и нулевой последовательности) всех трансформаторов напряжения шин и ВЛ, в том числе шкафов отбора напряжения (ШОН) на ВЛ;
- токи линий электропередач (фазные и нулевой последовательности), трансформаторов;
- ток усилителя мощности, ток приёма высокочастотного приёмопередатчика высокочастотных защит;
- дискретные сигналы о положении выключателей, пуска и срабатывания защит, контроль оперативного тока на ЩПТ;
- для ВЛ 110-220 кВ длиной более 20 км проектом предусмотреть фиксирующие приборы для определения места повреждения.

Учесть технические решения по ПА, выполненные по проекту «Противоаварийная автоматика (ДАР) в Бодайбинском районе Иркутской области», при необходимости выполнить расширение функций ПА: АЛАР ФССС, ФЦ, АОПН, УРОВ АОПН ВЛ 220 кВ Таксимо-Мамакан, АЛАР ФССС, ФЦ ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками.

Дополнить функцией ДАР существующее устройство МКПА.

Выполнить ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств ПА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава устройств, в т.ч. обоснование:

- действия автоматики ограничения повышения и снижения напряжения (АОПН и АОСН соответственно) на отключение (включение) шунтирующих реакторов, устройств СКРМ своей стороны и противоположных концов ВЛ;
- требуемого количества ступеней АОПН, автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО), автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) и т.п. и действия каждой ступени;
- определить принципы выполнения и состав устройств ПА: АОСН (контроль величины и длительности снижения напряжения), АОПН (в том числе ФОЛ ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан №1, ФОЛ ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан №2) (контроль величины и длительность повышения напряжения), АОПО (контроль величины и длительность перегрузки оборудования);
- определить виды, объемы и места реализации управляющих воздействий АОСН, АОПН, АОПО, проверить достаточность действия на изменение режима работы электрических сетей 110 кВ и выше в Бодайбинском районе Иркутской области, при необходимости рассмотреть возможность действия АОСН, АОПО на отключение нагрузки потребителей с определением объемов управляющих воздействий;
- алгоритмов устройств ПА;
- объемов управляющих воздействий (ОГ, ОН и другие) и состава пусковых органов.

Выполнить расчет уставок РЗ и ПА для вновь вводимых защит, а также существующих устройств РЗ и ПА на ПС 220 кВ Мамакан, в связи с проведением реконструкции, с использованием методик производителя устройств РЗ, автоматики с предоставлением полностью заполненных на основании расчетов бланков параметров настроек (уставок) устройств РЗ, автоматики.

Произвести анализ существующей системы оперативного постоянного тока для определения необходимости реконструкции в связи увеличением числа потребителей, в случае необходимости выполнить замену несоответствующего оборудования.

11.2.3.5. Раздел «Решения в части системы собственных нужд, системы оперативного тока, кабельного хозяйства и молниезащиты»:

- выполнить расчет ТСН, при необходимости предусмотреть замену ТСН на большую мощность. Привести решения по выполнению реконструкции собственных нужд в связи с увеличением мощности;
- привести информацию о способе прокладки вновь сооружаемых силовых и контрольных кабелей - в поверхностных ж/б лотках;

- контрольные кабели должны удовлетворять требованиям для устройств РЗ и ПА на микропроцессорной базе;
- выполнить расчет молниезащиты. При необходимости установить дополнительные молниеотводы;
- выполнить реконструкцию щита постоянного тока.

12. Общие требования по выполнению реконструкции объекта:

- опорную изоляцию (выключателей, разъединителей, ТН, ТТ, ОПН, изоляторов и т.д.) выполнить фарфоровой;
- вновь устанавливаемые панели РЗ, ПА и СиТМ разместить в существующем здании ОПУ на резервных местах. В случае отсутствия места под панели, предусмотреть строительство нового блочно-модульного здания (БМЗ);
- предусмотреть автоматику обогрева шкафов наружной установки;
- вновь устанавливаемое оборудование присоединить к существующему контуру заземления;
- выполнение комплекса землеустроительных работ (акт выбора, градостроительный план ЗУ, постановка ЗУ на кадастровый учет, получение договоров аренды и т.д.) не требуется;
- фундаменты под вновь устанавливаемое оборудование и здания, тип фундаментов определить исходя из грунтовых условий площадки;
- при необходимости установить металлические конструкции порталов;
- кабельные лотки из сборных ж/б элементов Лотки выполнить поверхностными;
- благоустройство территории (отсыпка участков свободных от застройки щебнем).

13. Выделение этапов реконструкции.

Этапы выполнения реконструкции определить в проектной документации с указанием необходимого объема мероприятий для каждого из этапов.

14. Требования к проектной документации

14.1. Требования к оформлению

Количество передаваемых заказчику экземпляров документации - 4 комплекта на бумаге, один комплект на CD-диске.

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.

14.2. Требования к выполнению проектной документации

- разработку проектной документации выполнить в соответствии с требованиями постановления правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- проектная документация должна быть согласована в требуемом объеме с ЗАО «Витимэнерго», Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и, при необходимости, с субъектами электроэнергетики - собственниками энергообъектов, технологически связанных с объектом проектирования;
- раздел «Охрана окружающей среды» выполнить отдельным томом;
- раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» выполнить отдельным томом в соответствии с действующим отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов;
- необходимость разработки раздела ГОЧС, декларации промышленной безопасности определить проектом;
- выполнение комплекса инженерных изысканий на объекте (геодезия, геология, гидрометеорология, экология) определить при проектировании;

- получить и направить заказчику в установленные договором сроки положительное заключение не государственной экспертизы проектной документации;
- решения по РЗ и ПА, первичной части, связи, АИИСКУЭ, телемеханике и т.д. выполнить с учетом проектных решений по переводу ВЛ 110 кВ Мамакан – Таксимо на напряжение 220 кВ и установки второго автотрансформатора на ПС 220 кВ Мамакан;
- сметную стоимость технического перевооружения приводить в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2001 и текущем, сложившемся ко времени составления смет; сметную документацию выполнить в формате MS Excel и в программном комплексе системы «Гранд-Смета»;
- при необходимости произвести сбор исходных данных с выездом на объект;
- отдельным томом выполнить и оформить 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 реконструкции должны быть проработаны решения:
 - 1) общие:
 - по минимизации количества и периодов эксплуатации объектов со временными (ослабленными) схемами электроснабжения потребителей;
 - по определению схемно-режимных условий беспрепятственной коммутации оборудования на каждом этапе реконструкции с организацией согласования данных условий с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.
 - 2) в части РЗ, АПВ, АВР, ПА:
 - выполнения РЗ (в том числе РАСП) при постановке под напряжение построенных участков ВЛ с учетом схемы их подключения к ПС 220 кВ Мамакан;
 - взаимодействия вновь устанавливаемых устройств РЗ, АПВ, АВР, ПА с существующими на ПС 220 кВ Мамакан устройствами РЗ, АПВ, АВР, ПА;
 - временного состава устройств РЗ, АПВ, АВР, ПА на переходный период поэтапной реконструкции оборудования.
 - 3) в части АСУ ТП:
 - состав компонентов новых устройств системы АСУ ТП, вводимых на каждом этапе реконструкции (при необходимости установки данных устройств);
 - организация передачи технологической информации по вновь вводимому оборудованию на верхние уровни управления;
 - 4) в части АИИС КУЭ - по сохранению автоматического сбора данных по всем точкам учета ПС 220 кВ Мамакан и передаче информации в ЦУС соответствующего уровня оперативно-диспетчерского управления;
 - 5) в части систем связи:
 - состав средств связи, вводимых на каждом этапе реконструкции;
 - направления организации каналов связи с указанием видов передаваемой информации.

15. Особые условия проектирования

15.1. Вновь устанавливаемое силовое оборудование, устройства РЗ, ПА и др. принять с учетом максимально возможного использования существующего оборудования.

15.2. В случае выявления в процессе проектирования необходимости выполнения мероприятий на энергообъектах смежных сетевых организаций, условия выполнения данных мероприятий определяются в составе отдельных работ.

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

16. Срок выполнения проекта

Согласно календарному графику к договору.

17. Стадийность проектирования:

Проектирование выполнить в два этапа – проектная документация, рабочая документация (в соответствии с требованиями настоящего технического задания на проектирование).

18. Исходные данные для разработки проекта

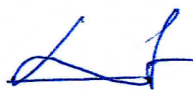
18.1. Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их определяются условиями договора на разработку проекта и календарным графиком.

18.2. Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. ЗАО «Витимэнерго» обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

19. Проектная организация:

Проектная организация определяется на основании проведения запроса предложений.

Главный инженер



Д.В. Хламов