

Утверждаю
Заместитель генерального директора
по техническим вопросам
главный инженер
А.В. Михалев
« 06 » _____ 2014 г.

Технические требования
на выполнение проектной и рабочей документации
«ПИР. Реконструкция сетей 35 кВ для подключения ТЭЦ в г. Советская Гавань»

В проекте реконструкции ПС 35/10 кВ «Эгге» необходимо:

- 1.1. Выполнить реконструкцию ОРУ-35кВ с полной заменой оборудования. Схему РУ-35 кВ принять № 35-9 - одна рабочая, секционированная выключателем, система шин.
- 1.2. Принять ячейки КРУ-35 кВ, установленные в модульном здании. В ячейках 35 кВ принять вакуумные выключатели. Количество ячеек 35 кВ принять 13 шт. (Ввод 1Т, 2Т - 2 шт., секционный – 2 шт., ТН – 2 шт., линейные – 7 шт., (с учетом резервной – 1 шт.)). В РУ 35 кВ предусмотреть место для установки дополнительной ячейки. Определить в ячейках дуговую защиту на волоконно-оптических датчиках.
- 1.3. Принять трансформаторы напряжения 35 кВ антирезонансного исполнения.
- 1.4. Принять трансформаторы тока 35 кВ с литой изоляцией.
- 1.5. Установить панели управления оборудования РУ 35 кВ на ГЩУ ПС.
- 1.6. Выполнить электромагнитную блокировку ячеек РУ 35 кВ совместимую с существующей блокировкой РУ 10 кВ.
- 1.7. Предусмотреть замену масляных трансформаторов собственных нужд 35/0,4кВ 1ТСН и 2ТСН на сухие трансформаторы (типа ТСЗЛ) 10/0,4кВ, с размещением в ЗРУ-10кВ. ТСН подключить к шинам 10 кВ через выключатель.
- 1.8. Выполнить схему заземления оборудования и грозозащиты, с учетом размещения оборудования.
- 1.9. Выполнить размещение и компоновку вторичного оборудования в помещении ОПУ.
- 1.10. Определить проектом согласование имеющегося оборудования с вновь устанавливаемым.
- 1.11. Предусмотреть компоновку реконструируемой части ПС 35/10кВ «Эгге» с учетом последующего подключения существующих и строящихся ЛЭП 35кВ.
- 1.12. Определить проезды по территории подстанции, с учетом размещения нового оборудования. Необходимость расширения, планировки местности, отсыпки грунтом.
- 1.13. Определить проектом перевод существующего оборудования РУ 35 кВ на новое, в части обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей.
- 1.14. Предусмотреть защиту и автоматику на микропроцессорных терминалах.
- 1.15. Выполнить заход ответвления ВЛ 35 кВ Т-2Ф и двух ЛЭП-35 кВ от ПС 110/35/10кВ «Эгге» (новая) на ПС 35/10 кВ «Эгге».
- 1.16. Тип и марки выбранного оборудования согласовать с заказчиком.

2. Основные решения по учёту электроэнергии.

2.1. Предусмотреть систему учёта электроэнергии на проектируемых ячейках 35 кВ ПС 35/10 кВ «Эгге» в соответствии с гл. 1.5 ПУЭ и гл. 12 «Правил функционирования розничных рынков электроэнергии.....».

2.2. Предусмотреть учёт активной и реактивной энергии. Приборы учёта электрической энергии установить на щите учёта электроэнергии в ОПУ ПС 35/10 кВ «Эгге».

2.3. Приборы учёта электрической энергии должны быть из числа внесённых в государственный реестр средств измерения, допущенных к применению в РФ, иметь действующие свидетельства о поверке и соответствовать следующим требованиям:

- класс точности не ниже 0,5S для активной энергии, не ниже 1,0 – для реактивной энергии;
- измерение почасовых объёмов потребления электрической энергии;
- обеспечивать хранение данных о почасовых объёмах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более.

2.4. Класс точности вторичных обмоток трансформаторов тока для учёта электроэнергии принять не ниже 0,5. Номинальную мощность вторичных обмоток трансформаторов тока, предназначенных для учёта электроэнергии, определить в проекте расчётом в соответствии с РД 153-34.0-35.301-2002.

2.5. Класс точности обмоток трансформатора напряжения для учёта электроэнергии принять не ниже 0,5. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей.

2.6. Подключение счётчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения выполнить отдельным кабелем и на отдельные обмотки ТТ и ТН, через испытательные коробки.

2.7. Измерительный комплекс должен быть защищён от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями п.3.5 ПУЭ (1966г). и 2.11.18 ПТЭ ЭП (2003г).

2.8. Организовать дистанционную передачу информации АИИС КУЭ в филиал ОАО «ДРСК» Хабаровские электрические сети и филиал ОАО «ДЭК» Хабаровскэнергосбыт.

2.9. Тип и номинальные параметры средств учёта электроэнергии определить проектом по согласованию с филиалом ОАО «ДРСК» Хабаровские электрические сети.

3. Принять следующие решения по РЗАИ.

3.1. Релейную защиту и противоаварийную автоматику выполнить на базе микропроцессорных терминалов. В стадии разработки проекта основные решения, тип и марку устройств РЗА и ПА согласовать со службой РЗАИ и М филиала ОАО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети».

3.2. Для ВЛ 35 кВ должны быть предусмотрены устройства защиты от многофазных и однофазных замыканий на землю (вывод на сигнал).

3.3. Для отходящих ВЛ 35 кВ применить направленную дистанционную ступенчатую защиту и токовую отсечку. Для питающих линий 35 кВ от ПС 110/35/10 Эгге применить дифференциальную защиту и токовую отсечку. Согласовать выбор дифференциальной защиты с проектом строительства ПС 110/35/10 Эгге.

3.4. Предусмотреть выполнение режимов АПВ ВЛ 35 кВ с контролем напряжения на шинах и линии.

3.5. Применить в качестве основных защит силовых трансформаторов газовую защиту, газовую защиту РПН, дифференциальную защиту. В качестве резервных защит: МТЗ по высокой и низкой сторонам, защиту от перегруза, автоматику обдува, УРОВ.

3.6. Выполнить АВР-10 и АВР-35с контролем напряжения на секциях

3.7. Выполнить устройство контроля замыканий на землю в сети 35 кВ.

3.8. Выполнить мероприятия по защите устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, ТМ, АИИС КУЭ, связи и помещения, где будут располагаться цифровые устройства от электромагнитных воздействий электрооборудования.

3.9. Осуществить внешние связи проектируемых устройств РЗА с действующими общеподстанционными устройствами РЗА (АЧР, сигнализация, оперативная блокировка, цифровой регистратор).

3.10. Произвести реконструкцию панелей управления для проектируемых присоединений 35кВ.

3.11. Предусмотреть установку и замену на панелях управления цифровых щитовых приборов для контроля значения напряжения на шинах 10/35кВ применить цифровые 3-х каналные вольтметры.

3.12. Предусмотреть устройства двухступенчатой АЧР и ЧАПВ на устанавливаемых линейных ячейках 35кВ.

3.13. Предусмотреть защиты МТЗ 1ТСН и 2ТСН с разработкой схемы АВР по 0,4 кВ.

4. Принять следующие решения по СДТУ

4.1. Выполнить прокладку ВОЛС на участке ПС Эгге 35/10кВ - ПС Эгге 110/35/10кВ, с установкой оптических кроссов.

4.2. Организацию каналов связи и передачи данных выполнить на базе мультиплексоров DLC-1100. Установить на ПС Эгге 110/35/10кВ мультиплексор DLC-1100. Доукомплектовать оборудование на ПС Эгге 35/10кВ оптическими модулями FO-XCVR, DLAN, RI - POTS.

4.3. Гарантированное питание устройств связи выполнить посредством ИБП «Megaline», с установкой щита питания.

4.4. Расширить ранее предусмотренную телемеханизацию ПС «Эгге» на оборудовании, совместимом с «Гранит-микро», на объем телемеханизации ячеек КРУ-35 кВ, предусматриваемых в модульном здании по данным техническим требованиям.

Согласовано:

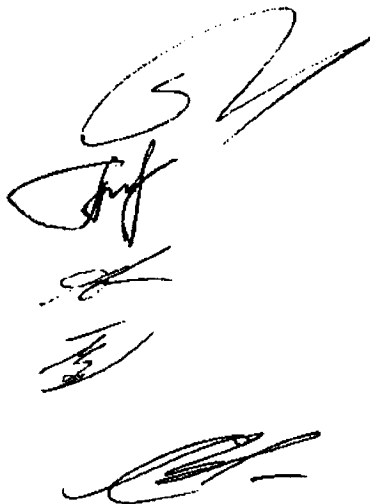
*Заместитель главного инженера
по эксплуатации и ремонту –
начальник департамента*

Начальник СТЭ

Начальник ЦСРЗАИ

Н.В. Начальник ОУЭ

Заместитель начальника СДТУ



М.Н. Голота

А.В. Бичевин

А.Ю. Смирных

С.А. Тимченко

С.В. Лушников

3.8. Выполнить мероприятия по защите устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, ТМ, АИИС КУЭ, связи и помещения, где будут располагаться цифровые устройства от электромагнитных воздействий электрооборудования.

3.9. Осуществить внешние связи проектируемых устройств РЗА с действующими общеподстанционными устройствами РЗА (АЧР, сигнализация, оперативная блокировка, цифровой регистратор).

3.10. Произвести реконструкцию панелей управления для проектируемых присоединений 35кВ.

3.11. Предусмотреть установку и замену на панелях управления цифровых щитовых приборов для контроля значения напряжения на шинах 10/35кВ применить цифровые 3-х каналные вольтметры.

3.12. Предусмотреть устройства двухступенчатой АЧР и ЧАПВ на устанавливаемых линейных ячейках 35кВ.

3.13. Предусмотреть защиты МТЗ ТТСН и ЗТСН с разработкой схемы АВР по 0,4 кВ.

4. Принять следующие решения по СДТУ

4.1. Выполнить прокладку ВОЛС на участке ПС Эгге 35/10кВ - ПС Эгге 110/35/10кВ, с установкой оптических кроссов.

4.2. Организацию каналов связи и передачи данных выполнить на базе мультиплексоров DLC-1100. Установить на ПС Эгге 110/35/10кВ мультиплексор DLC-1100. Доукомплектовать оборудование на ПС Эгге 35/10кВ оптическими модулями FO-XCVR, DLAN, RI - POTS.

4.3. Гарантированное питание устройств связи выполнить посредством ИБП «Megaline», с установкой щита питания.

4.4. Расширить ранее предусмотренную телемеханизацию ПС «Эгге» на оборудовании, совместимом с «Гранит-микро», на объем телемеханизации ячеек КРУ-35 кВ, предусматриваемых в модульном здании по данным техническим требованиям.

**Главный инженер СП «СЭС»
филиала ОАО «ДРСК» «ХЭС»**

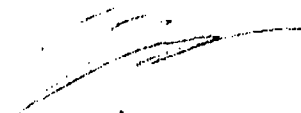
М.Г. Рукишин

**Заместитель директора –
главный инженер филиала ОАО
«ДРСК» «ХЭС»**




В. Ф. Ожегин

**Заместитель главного инженера по
эксплуатации и ремонтам филиала
ОАО «ДРСК» «ХЭС»**



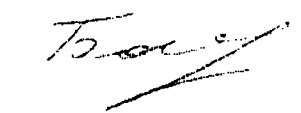
А. В. Сазанский

**Начальник службы СДТУ
филиала ОАО «ДРСК» «ХЭС»**



А. Ю. Солкин

**Начальник службы СУиККЭ филиала
ОАО «ДРСК» «ХЭС»**



А. В. Балботкин

**Начальник службы РЗАН и
метрологии филиала ОАО
«ДРСК» «ХЭС»**



О. А. Сныткина

3.8. Выполнить мероприятия по защите устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, ТМ, АИИС КУЭ, связи и помещения, где будут располагаться цифровые устройства от электромагнитных воздействий электрооборудования.

3.9. Осуществить внешние связи проектируемых устройств РЗА с действующими общеподстанционными устройствами РЗА (АЧР, сигнализация, оперативная блокировка, цифровой регистратор).

3.10. Произвести реконструкцию панелей управления для проектируемых присоединений 35кВ.

3.11. Предусмотреть установку и замену на панелях управления цифровых счетных приборов для контроля значения напряжения на шинах 10/35кВ применить цифровые 3-х каналные вольтметры.

3.12. Предусмотреть устройства двухступенчатой АЧР и ЧАПВ на устанавливаемых линейных ячейках 35кВ.

3.13. Предусмотреть защиты МТЗ ПТСН и 2ТСН с разработкой схемы АВР по 0,4 кВ.

4. Принять следующие решения по СДТУ

4.1. Выполнить прокладку ВОЛС на участке ПС Эгге 35/10кВ - ПС Эгге 110/35/10кВ, с установкой оптических кроссов.

4.2. Организацию каналов связи и передачи данных выполнить на базе мультиплексоров DLC-1100. Установить на ПС Эгге 110/35/10кВ мультиплексор DLC-1100. Доукомплектовать оборудование на ПС Эгге 35/10кВ оптическими модулями FO-XCVR, DLAN, RI - POTS.

4.3. Гарантированное питание устройств связи выполнить посредством ИБП «Megahle», с установкой щита питания.

4.4. Расширить ранее предусмотренную телемеханизацию ПС «Эгге» на оборудовании, совместимом с «Гранит-микро», на объем телемеханизации ячеек КРУ-35 кВ, предусматриваемых в модульном здании по данным техническим требованиям.

Главный инженер СП «СЭС»
филиала ОАО «ДРСК» «ХЭС»

М.Г. Рукшин

Заместитель директора –
главный инженер филиала ОАО
«ДРСК» «ХЭС»

В.Ф. Ожегин

Заместитель главного инженера по
эксплуатации и ремонтам филиала
ОАО «ДРСК» «ХЭС»

А.В. Сазанский

Начальник службы СДТУ
филиала ОАО «ДРСК» «ХЭС»

А.Ю. Солкин

Начальник службы СУиККЭ филиала
ОАО «ДРСК» «ХЭС»

А.В. Балботкин

Начальник службы РЗАИ и
метрологии филиала ОАО
«ДРСК» «ХЭС»

О.А. Сныткина