

СОГЛАСОВАНО:

Директор
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
Хабаровское РДУ



Ю.А. Воробьев

02 2016 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора
по техническим вопросам –
главный инженер АО «ДРСК»

А.В. Михалев

«24»

12

2016 г.

Технические требования

на разработку проектной и рабочей документации:

«Реконструкция ПС 35/6 кВ СДВ и перевод участка КВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН №1, №2 с отпайками (Т-3, Т-4) на напряжение 110 кВ»

Цель: выполнить проект «Реконструкция ПС 35/6 СДВ с переводом на напряжение 110 кВ»

Основание: Инвестиционная программа филиала АО «ДРСК» - «Хабаровские электрические сети» 2015-2017 гг.

Предусмотреть следующие объемы работ по реконструкции:

1. Реконструкция ПС 35/6 кВ СДВ с переводом на напряжение 110/35/6 кВ.
2. Перевод КВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН №1, №2 с отпайками (Т-3, Т-4) на напряжение 110 кВ на участке от Хабаровской ТЭЦ-1 до ПС 110/35/6 СДВ.
3. Реализация временного электроснабжения ПС 35/6 кВ БН, ПС 35/6 кВ НС, ПС 35/6 кВ Прибрежная от КРУН-35 кВ ПС 110/35/6 кВ СДВ.

1. Основные решения по установке оборудования:

1.1. Для перевода ПС 35/6 кВ СДВ на напряжение 110 кВ необходимо выполнить:

- замену двух трансформаторов ТДНС-16000/35/6 кВ на два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/6;
- установку (временную) дополнительного трансформатора 3Т напряжением 35/6 кВ, мощностью 16 МВА, для возможности выполнения реконструкции без ограничения электроснабжения потребителей;
- установку КРУН-35 кВ с изолированными шинами (или межъячеечными перегородками) в модульном здании. В качестве коммутационных аппаратов применить вакуумные выключатели с электромагнитным приводом. Предусмотреть оснащение вводных и линейных ячеек датчиками напряжения. Предусмотреть дуговую защиту 35 кВ;
- заменить трансформаторы напряжения и трансформаторы тока 35 кВ на соответствующее оборудование напряжением 110 кВ классом точности не ниже 0,5 с отдельными обмотками для измерений, учёта электроэнергии и РЗА. Величина мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения в соответствии с нагрузкой вторичных цепей. Трансформаторы напряжения применить емкостного типа, трансформаторы тока с элегазовой изоляцией;
- заменить ОПН - 35 кВ на ОПН 110 кВ;
- оперативный ток принять постоянный. Применить «малообслуживаемую» аккумуляторную батарею с двухвольтовыми элементами с двумя зарядно-выпрямительными устройствами;
- предусмотреть электромагнитную блокировку;

– произвести демонтаж дополнительного трансформатора 3Т мощностью 16 МВА после окончания реконструкции ПС 35/6 кВ СДВ.

1.2. В строительной части:

– предусмотреть кабельные сооружения под кабели 35 кВ от КРУН 35 кВ до силовых трансформаторов ПС 110/35/6 кВ СДВ. Основную защиту кабелей выполнить в кабельной траншее бетонными плитами;

1.3. Для ограничения токов короткого замыкания в сети 6 кВ проектом предусмотреть установку токоограничивающих реакторов. Предусмотреть дифференциальную защиту токоограничивающих реакторов.

1.4. Для организации схемы питания 35 кВ предусмотреть:

– прокладку двух кабелей 35 кВ от КРУН 35 кВ до силовых трансформаторов ПС 110/35/6 кВ СДВ;

– применение силового кабеля 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, одной строительной длиной (без соединительных муфт), сечение токопроводящей жилы кабеля выбрать с учетом существующих максимальных нагрузок сети;

1.5. Тип вновь устанавливаемого оборудования согласовать с заказчиком.

2. Основные решения по РЗА и ПА:

2.1. Оснастить вновь устанавливаемое оборудование устройствами РЗА, ПА, РАС с учетом этапности перевода на напряжение 110 кВ участка КВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН №1, №2.

2.2. Выполнить модернизацию устройств РЗА, ПА существующего оборудования.

2.3. Технические решения по релейной защите и автоматике (РЗА), противоаварийной автоматике (ПА), автоматике управления выключателей (АУВ) реконструируемой ПС и прилегающей сети выполнить с использованием микропроцессорных устройств. В стадии разработки проекта основные решения, тип и марку устройств РЗА и ПА согласовать со службой РЗАИ филиала АО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети» (далее – филиал АО «ДРСК» «ХЭС»).

2.4. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА ПС 110 кВ СДВ и прилегающей сети 110,35,6 кВ для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного и качественного состава защит ПС СДВ и смежных ПС.

2.5. Выполнить мероприятия по организации канала ПА от ПС 110 кВ СДВ до Хабаровской ТЭЦ-1.

2.6. Обеспечить участие нагрузки потребителей ПС 110 СДВ в работе САОН.

2.7. Осуществить внешние связи проектируемых устройств РЗА и ПА с действующими обще подстанционными устройствами РЗА.

2.8. Выполнить мероприятия по защите устройств РЗА, ПА, ТМ, АИИС КУЭ, связи и помещения, где будут располагаться цифровые устройства от электромагнитных, температурных воздействий.

2.9. Разработку проектной и рабочей документации по РЗА выполнить в соответствии с действующими нормами и требованиями Стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей, электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» СТО59012820.29.020.002-2012. Проектную и рабочую документацию согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ, Филиалом АО «ДГК» Хабаровская генерация, Филиалом АО «ДРСК» «ХЭС».

2.10. Проработать вопрос реализации избирательной работы АПВ при повреждениях на различных участках вновь образуемой двухцепной КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СДВ.

3. Основные решения по учету электроэнергии:

3.1. Предусмотреть организацию технического учёта активной и реактивной электрической энергии на выключателях 110, 35 кВ трансформаторов 1Т и 2Т, на выключателе 35 кВ трансформатора 3Т (временного), в соответствии с «Типовой инструкцией по учёту электроэнергии» (РД 34.09.101-94).

3.2. Приборы учёта электрической энергии установить на существующем щите учёта электроэнергии в ОПУ ПС 110/35/6 кВ СДВ. Выполнить подключение всех приборов учёта электроэнергии к установленному УСПД АИИС КУЭ.

3.3. Подключение приборов учёта к измерительным трансформаторам тока выполнить отдельным кабелем и на отдельные обмотки ТТ. Предусмотреть в измерительных цепях точек измерений возможность замены электросчётчика и подключения образцового счётчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок типа «ЛИМГ»).

3.4. Измерительный комплекс должен быть защищён от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями ПУЭЭ и ПТЭ ЭП.

4. Основные решения по СДТУ:

4.1. Предусмотреть телемеханизацию ПС 110/35/6 кВ СДВ на базе оборудования, аналогичного «ГРАНИТ-МИКРО» с коммутатором и GSM-роутером аналогичными D-link DES 3200-26 и IRZ RUX2 и аналогичными существующим измерительным преобразователям.

4.2. Применить мультиплексор абонентского выноса аналогичный DLC-1100E;

4.3. Предусмотреть систему гарантированного электропитания на базе оборудования совместимом с «Delta Electronics» мощностью не менее 5кВт;

4.4. Предусмотреть полный объем телемеханизации ячеек.

4.5. Оснастить проектируемую ПС 110 кВ СДВ телефонной связью с оперативным персоналом АО «ДГК» по двум независимым каналам связи.

5. Предусмотреть перевод двухцепного участка КВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН №1, №2 (Т-3, Т-4) на напряжение 110 кВ от Хабаровской ТЭЦ-1 до опоры 4 в кабельном исполнении:

- выполнить проектирование двух кабельных линий 110 кВ от ЗРУ 110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 от яч. №16 и яч. №17 до вновь устраиваемой опоры в районе ул. Световая – ул. Урицкого – ул. Центральная;

- предусмотреть применение силового кабеля одной строительной длиной (без соединительных муфт) с изоляцией из сшитого полиэтилена, с усиленной полиэтиленовой оболочкой и продольными ребрами жесткости;

- выполнить выбор сечения токопроводящей жилы кабеля с учетом максимальных и перспективных нагрузок сети (но не менее характеристик уже существующего участка КЛ 110 кВ с кабелем АПвПу2г 1х500/185-64/110). Расположение фаз в кабельной линии выполнить «треугольником»;

5.1. Организация связи по ЛЭП:

Для ВОЛС предусмотреть следующие технические требования:

- Перевод в ячейки №16 и №17 ЗРУ-110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 существующего ВОК (ОКЛЖ-01-6-16-10/125-0,36/0,22-3,5/18-25), идущего из комнаты связи Хабаровской ТЭЦ-1 до опоры 4 КВЛ 35 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 – БН №1, №2 с отпайками (Т-3, Т-4);

- проектирование ВОК (ОКЛК-Н-01-4-16-10/125) в защитных кабельных блоках, в полиэтиленовой трубе для кабеля связи от ячеек №16 и №17 ЗРУ 110 кВ Хабаровской ТЭЦ-

1 до вновь устанавливаемой опоры в районе ул. Световая – ул. Урицкого – ул. Центральная;

– установку 2-х соединительных муфт на ВОК в ячейках №16 и №17 ЗРУ 110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 и на вновь устанавливаемой опоре в районе ул. Световая – ул. Урицкого – ул. Центральная соответственно.

6. Предусмотреть мероприятия для обеспечения временного электроснабжения ПС 35/6 кВ БН, ПС 35/6 кВ НС, ПС 35/6 кВ Прибрежная от КРУН-35 кВ ПС 110/35/6 кВ СДВ..

7. Применяемое оборудование согласовать с АО «ДРСК».

8. Задание на проектирование и проектную документацию по данному титулу согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ.

Зам. главного инженера по эксплуатации и ремонту - начальник департамента АО «ДРСК»

М.Н. Голота

Согласовано:

Начальник службы технической эксплуатации

А.В. Бичевин

Начальник службы РЗАИ

А.Ю. Смирных

Начальник отдела учета электроэнергии

С.А. Тимченко

Зам. начальника ЦССТДУ

С.В. Лушников

Начальник СПР

Д.А. Гриднев

Начальник ЦДИАС

С.В. Крутько

Заместитель директора - главный инженер филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

В.Ф. Ожегин

1 до вновь устанавливаемой опоры в районе ул. Световая – ул. Урицкого – ул. Центральная;

– установку 2-х соединительных муфт на ВОК в ячейках №16 и №17 ЗРУ 110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 и на вновь устанавливаемой опоре в районе ул. Световая – ул. Урицкого – ул. Центральная соответственно.

6. Предусмотреть мероприятия для обеспечения временного электроснабжения ПС 35/6 кВ БН, ПС 35/6 кВ НС, ПС 35/6 кВ Прибрежная от КРУН-35 кВ ПС 110/35/6 кВ СДВ..

7. Применяемое оборудование согласовать с АО «ДРСК».

8. Задание на проектирование и проектную документацию по данному титулу согласовать с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ.

*Зам. главного инженера по эксплуатации и
ремонт - начальник департамента АО «ДРСК»*

М.Н. Голота

Согласовано:

Начальник службы технической эксплуатации

А.В. Бичевин

Начальник службы РЗАИ

А.Ю. Смирных

Начальник отдела учета электроэнергии

С.А. Тимченко

Зам. начальника ЦССТДУ

С.В. Лушников

Начальник СПР

Д.А. Гриднев

Начальник ЦДИАС

С.В. Крутько

*Заместитель директора - главный
инженер филиала АО «ДРСК» «ХЭС»*



В.Ф. Ожегин