

СОГЛАСОВАНО:

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель
Генерального директора –
главный инженер филиала
ПАО «ФСК ЕЭС»

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

А.В. Михалев

«25» 04. 2017 г.

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель
генерального директора
Филиала АО «СО ЕЭС»
«ОДУ Востока»

Для В.Д. Козуб
«1» 04. 2017 г.

**Технические требования
на разработку проектной и рабочей документации
«Строительство ПС 220 кВ КС-7а Зейская, филиал Амурские ЭС»**

1. Основные решения по оборудованию ПС.

1.1. Два силовых трансформатора 220/10 кВ мощностью 16 МВА каждый, оснащенных вводами 220 кВ с твердой изоляцией, с встроенными трансформаторами тока и РПН.

1.2. Выносные элегазовые трансформаторы тока 220 кВ с установкой в цепи силовых трансформаторов на территории ПС 220 кВ КС-7а.

1.3. Исполнение РУ 10 кВ принять: комплектное распределительное устройство 10 кВ в блочно-модульном здании (БМЗ). Формирование блоков модульного здания должно осуществляться непосредственно на КРУ-строительном заводе с монтажом ячеек на штатные (постоянные) места установки.

1.4. Ячейка РУ 10 кВ должна иметь:

- межшкафные перегородки отсека сборных шин и разделение шкафа перегородками на отсеки для локализации повреждений в пределах одного отсека;
- направление выброса аварийных клапанов сброса давления – вверх;
- отдельный доступ отсеков кабельного и выкатного элемента;
- быстродействующую оптоволоконную дуговую защиту;
- индикаторы наличия напряжения в ячейках;
- материал - сталь с алюмоцинковым покрытием. Фасад окрашен порошковой краской.

1.5. Выключатели 10 кВ, в составе выкатных элементов ячеек КРУ 10 кВ применить вакуумные.

1.6. Трансформаторы напряжения 10 кВ принять антирезонансные типа НАМИ (НАЛИ).

1.7. Трансформаторы собственных нужд принять отдельностоящие герметичного исполнения типа ТМГ. Мощность ТСН определить проектом.

1.8. В случае определения проектными решениями необходимости компенсации емкостных токов замыкания на землю, применить дугогасящее устройство с автоматическим регулированием.

1.9. Для защиты оборудования от грозовых перенапряжений предусмотреть установку взрывобезопасных ОПН с полимерной изоляцией. Место установки ограничителей перенапряжения нелинейных определить проектом.

1.10. Тип и марки выбранного оборудования согласовать с заказчиком.

1.11. Предусмотреть строительство отдельно стоящего здания - общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

1.11.1. Предусмотреть следующий состав помещений ОПУ:

1.11.1.1. Помещение для организации рабочего места оперативного персонала, выполненное с применением звукоизоляционных перегородок (постоянный оперативный персонал).

1.11.1.2. Бытовое помещение для ремонтного персонала.

1.11.1.3. Помещения для размещения панелей управления и панелей РЗА, системы оперативного постоянного тока, щита собственных нужд, АИИСКУЭ, связи, оборудования телемеханики и средств диспетчерского технологического управления телеуправления.

1.11.2. Размеры здания ОПУ и конфигурацию помещений определить проектом.

1.11.3. Конструктивные решения по зданию ОПУ:

- Фундамент – определить проектом.

- Здание каркасного типа.

- Стены наружные – сэндвич-панели с негорючим утеплителем, несущую и теплоизоляционную способность определить проектом. Предусмотреть устройство антисейсмических поясов, диафрагм жесткости.

- Окна – из поливинилхлоридного профиля, поворотно-откидные. Оконные проемы оборудовать металлическими решётками.

- Электроснабжение предусмотреть от проектируемой сети 0.4 кВ собственных нужд ПС.

- Внутреннее электрическое освещение - выполнить в соответствии с требованиями СНиП 23.1/2.1.1.1278-03, ПУЭ и современных энергосберегающих технологий.

- Система отопления – электроотопление от проектируемой сети 0,4 кВ собственных нужд ПС, выполнить с применением современных энергосберегающих технологий.

- Систему поддержания микроклимата – выполнить с учётом технических характеристик устанавливаемого в ОПУ оборудования и санитарных норм.

1.12. Фундаменты для установки КРУ-10 кВ, оборудования ОРУ-220 кВ (ТТ) и отдельно стоящего здания ОПУ применить поверхностные, лежневые заводского исполнения. Уточнить при проектировании.

1.13. Фундаменты, систему маслоулавливания (маслоприемники, маслоборник, маслоотводы), ошиновку выполнить для трансформаторов выбранного габаритного типоразмера.

1.14. Выполнить расчет и проектирование контура заземления, молниезащиты и защиту от атмосферных и внутренних перенапряжений. Предусмотреть совместимость с проектируемым контуром заземления и молниезащитой ПП 220 кВ Зез, с учетом присоединяемых вторичных цепей ПС 220 кВ КС-7А и ПП 220 кВ Зез. Обеспечить наличие не менее 4-х металlosвязей контуров заземления ПП 220 кВ и ПС 220 кВ КС-7А.

1.15. Целесообразность применения управляемых, современных средств компенсации реактивной мощности определить проектом.

1.16. Прокладку кабельной продукции выполнить в поверхностных железобетонных лотках и поверхностных коробах. Силовые и контрольные кабели

применить с индексом НГ (не поддерживающие горения). Предусмотреть прокладку кабельных лотков до границы ПП 220 кВ Зея для подключения ТСН 1(2) ПП 220 в ячейку РУ-10 кВ на каждой секции шин 10 кВ ПС 220 кВ КС-7А.

1.17. Ограждение периметра территории ПС принять сплошное железобетонное с охранным заграждением типа «Егоза». Предусмотреть ограждение между ПП 220 кВ Зея и ПС 220 кВ КС-7А.

1.18. Предусмотреть установку на ПС системы безопасности и защиты от несанкционированного проникновения в комплексе с пожаро-охранной сигнализацией в соответствии с требованиями норм пожарной безопасности, СНиП, ГОСТ. Обеспечить вывод сигналов системы безопасности на ДП СП ЗЭС. Выбор технических средств системы безопасности согласовать с Заказчиком.

1.19. Наружное и внутреннее освещение помещений и ОРУ выполнить с применением светодиодных светильников.

1.20. Отопление помещений выполнить с применением энергосберегающих технологий.

1.21. Предусмотреть оперативную электромагнитную блокировку.

2. Главная схема электрических соединений

2.1. Схему электрических соединений для КРУ-10 принять: 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин». Предусмотреть установку 6-ти линейных ячеек для подключения объектов ПАО «Газпром», 4 линейных ячеек с выключателями (по две на каждой секции) для подключения ТСН 1(2) собственных нужд ПП 220 кВ Зея и ТСН ПС 220 кВ КС-7а. Предусмотреть по одной резервной ячейке на каждой секции шин и возможность последующего расширения РУ 10 на две ячейки для каждой секции. Общее количество ячеек уточнить при проектировании.

3. Схема собственных нужд, кабельная сеть, оперативный ток

3.1. Оперативный ток принять постоянный. Предусмотреть установку комплектной системы оперативного постоянного тока в составе:

- Зарядно-выпрямительное устройство блочно-модульного исполнения;
- Встраиваемая герметизированная необслуживаемая АКБ со сроком службы не менее 12 лет;
- Система распределения;
- Устройство контроля изоляции (в том числе пофидерного), автоматики и дистанционного мониторинга.

3.2. Собственные нужды ПС сформировать на панелях в составе щита СН выполненного на современной элементной базе. Установку щита СН предусмотреть в ОПУ. Щит собственных нужд (ЩСН) предусмотреть с секционированием и устройством АВР шин 0,4 кВ собственных нужд. Внутреннее разделение панелей с помощью перегородок или ограждений (металлическими или неметаллическими) на отдельные отсеки или подсекции должно соответствовать виду 3б (п. 7.7 ГОСТ Р 51321.1-2007).

4. Оборудование РЗАИ

4.1. Работу вторичных токовых цепей для организации дифференциальной защиты силовых трансформаторов 220/10 кВ, а также дифференциальную защиту шинного моста 220 кВ от переключательного пункта (ПП) 220 кВ Зея до силовых трансформаторов 220/10 кВ необходимо обеспечить от выносных ТТ 220 кВ, которые предусмотреть к установке на территории ПС КС-7А (в зоне ответственности АО «ДРСК»).

4.2. Предусмотреть кабельные каналы для прокладки вторичных цепей в пределах территориальных границ каждого собственника с учетом взаимной потребности сторон, т.е. вторичные цепи (кабель) ТТ, ТН, кабель для передачи сигналов со стороны РУ 10 кВ ПС 220 кВ КС-7А и т.д. учитываются по всей длине (от места подключения на территории ПС 220 кВ КС-7А АО «ДРСК» до места подключения на территории ПП 220 кВ Зея в проекте ПАО «ФСК ЕЭС»). Аналогично, АО «ДРСК» предусматривает в своем проекте прокладку вторичных цепей от места выхода, до места получения сигнала управления, измерения и т.д).

4.3. Предусмотреть АВР по стороне 10 кВ.

4.4. Устройства РЗА и ПА выполнить на микропроцессорной базе. На стадии разработки проекта тип и марку согласовать с заказчиком. Все микропроцессорные устройства РЗА должны комплектоваться полным набором документации и программного обеспечения, необходимым для эксплуатации и проверки данных устройств.

4.5. Для защиты и управления трансформаторами предусмотреть:

- Автоматику РПН трансформаторами.
- Терминалы защиты и автоматики трансформатора.

4.6. Предусмотреть выдачу сигналов на управление выключателями трансформатора стороны 220 кВ и возможность приёма информации с устройств ИТС стороны 220 кВ.

4.7. Предусмотреть панели защит и управления высоковольтными выключателями, ЦС, АУОТ.

4.8. Предусмотреть установку шкафа оперативной блокировки на базе микропроцессорных терминалов с общим количеством коммутационных аппаратов до 32.

4.9. Предусмотреть устройство селективной сигнализации о фактах замыкания на землю в сети 10 кВ.

4.10. Выполнить мероприятия по защите устройств РЗА, ПА и связи, от электромагнитных воздействий электрооборудования.

4.11. В проекте выполнить расчет уставок, запроектированных устройств РЗА в полном объеме (выбор уставок, разработка принципиальных, функционально-логических схем, схем программируемой логики, данных по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА).

4.12. Предусмотреть расчет уставок и необходимый состав устройств релейной защиты в прилегающей сети.

4.13. Предусмотреть установку цифровых приборов для измерения мощности 220, 10 кВ, измерение напряжения 220, 10 кВ, измерение тока 220, 10 кВ. преобразователи тока, напряжения мощности.

4.14. Типы средств измерения и их характеристики должны соответствовать следующим требованиям:

- входить в перечень средств измерений, внесенных в ГРСИ и допущенных к применению в РФ;
- соответствовать требованиям Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации;
- иметь действующие свидетельства о поверке и установленные пломбы лица, имеющего аккредитацию на право поверки средств измерений.

4.15. Трансформаторы тока 10 кВ применить с обмотками класса 0,5 для цепей измерения, 0,5S для цепей учёта и 10P для цепей РЗА (количество обмоток определить проектом) с учетом расчета термической и динамической стойкости на ток К.З. Климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей

среды по месту установки. Схему включения трансформаторов тока определить проектом.

4.16. Трансформаторы тока линейных ячеек 10 кВ предусмотреть с тремя вторичными обмотками классом точности 0,5/0,5S/10P. На вводных ячейках 10 кВ установить по три трансформатора тока с четырьмя вторичными обмотками 0,5/0,5S/10P/10P.

4.17. Измерительные трансформаторы напряжения принять классом точности 0,5 с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей, климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

4.18. Тип и марки выбираемого оборудования и материалов согласовать с заказчиком.

4.19. Предусмотреть проектом мероприятия по проверке на электромагнитную совместимость.

5. Учет электроэнергии

5.1. Систему учета электроэнергии организовать:

5.1.1. На вводах и фидерах 10 кВ. Место установки счетчиков электрической энергии на лицевой стороне ячеек соответствующих присоединений в КРУН 10 кВ.

5.1.2. На вводах 0,4 кВ СН № 1, 2. Место установки приборов учёта электрической энергии определить на вводных панелях щита СН в ОПУ. В зависимости от величины максимальной расчетной нагрузки на вводах 0,4 кВ ТСН № 1, 2 предусмотреть возможность установки счетчиков непосредственного включения. В случае принятия проектом счетчиков полукосвенного включения, измерительные трансформаторы тока 0,4 кВ принять классом точности 0,5S; нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей; климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки 4.1.3. Включение измерительных обмоток трансформаторов тока систем коммерческого учета определить по схеме «полная звезда».

5.2. Требуемые характеристики счетчиков электроэнергии:

- учет активно-реактивной энергии в двух направлениях,
- класс точности 0,5S - для активной энергии, 1 – для реактивной энергии,
- номинальное напряжение 3*57,7/100 В;
- номинальный (максимальный) ток 5(7,5) А;
- возможность подключения резервного питания;
- фиксирование и хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более;
- диапазон температур от - 40 до +55оС;
- наличие 2-х интерфейсов связи RS 485.

Тип приборов учета определить с учетом возможности интегрирования в действующую АИИС КУЭ подстанций филиала «Амурские ЭС», выполненную на базе программного обеспечения сEnergo (ИИС Энергомера), согласовать с Заказчиком.

5.3. Провести проверку вторичных цепей ТТ и ТН в зависимости от номинальных значений выбираемого оборудования и протяженности трасс.

5.4. Чувствительность системы учета электроэнергии должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения.

6.9. Предусмотреть совместимое с существующим (по системе управления) взаиморезервируемое, совместимое с применяемым для ПП 220 кВ Зея, оборудование связи с организацией каналов связи и телемеханики между РУ-10 кВ и ПП 220 кВ.

6.10. Предусмотреть электропитание оборудования телемеханики и связи от разных секций собственных нужд 0,4 кВ, для чего предусмотреть подключение к 2 секциям через устройство АВР.

6.11. Предусмотреть устройства гарантированного питания (ИБП), обеспечивающие раздельное резервирование электропитания оборудования связи и телемеханики продолжительностью не менее 6 часов в автономном режиме.

6.12. Размещение оборудования предусмотреть в шкафах 19" конструктива, в отдельном помещении, оснащённом системой кондиционирования.

6.13. Для передачи сигналов ТМ с ПП 220 кВ Зея и ПС 220 кВ КС-7А, а также ДК с ПС 220 кВ КС-7А на ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ и ДЦ филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» использовать, в том числе, существующие каналы связи ПАО «ФСК ЕЭС». Предусмотреть организацию каналов ТМ и ДК по двум независимым каналам связи.

6.14. Вопрос стыковки каналов для передачи/приёма сигналов ТМ, РЗА, ПА и связи должен быть проработан в проектах АО «ДРСК» и ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока, при проектировании исключить использование схем и протоколов связи, подразумевающих объединение сети передачи данных разных собственников.

6.15. Объем телеинформации необходимой для передачи в ДЦ АО «СО ЕЭС» и АО «ДРСК» согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ и Филиалом АО «ДРСК» – «Амурские ЭС».

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

М.Н. Голота

Согласовано:

*Заместитель начальника департамента -
начальник ЦССДТУ*

В.А. Усольцев

Н.О. Начальник СТЭ

Начальник ЦС РЗиПА

А.Ю. Смирных

Начальник отдела учета электроэнергии

С.А. Тимченко

Начальник СПР

Д.А. Гриднев

Начальник ЦДИАС

С.В. Крутько

*Зам. директора – главный инженер филиала
АО «ДРСК» «Амурские ЭС»*

А.А. Воробьев