

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ПС 220 кВ «Петровск-Забайкальская»

Студент

А.И. Кракашов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Объектом ВКР служит Петровск-Забайкальская ПС напряжением 220/110/35 кВ. Предметом проектирования ВКР является:

- ОРУ-220 кВ;
- ОРУ-110 кВ;

В работе сформулированы и предложены технические решения по проведению реконструкции ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская. Осуществлен выбор и проверка нового оборудования, релейной защиты и автоматики станции.

Выпускная квалификационная работа состоит из следующих разделов:

- краткая характеристика реконструкции ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская;
- принципиальная электрическая схема ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская;
- основные конструктивно-компоновочные решения ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская;
- выбор электрооборудования ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская;
- собственные нужды ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская;
- кабельное хозяйство ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская;
- защита от грозовых и внутренних перенапряжений ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская;
- заземление. Электромагнитная совместимость ПС 220 кВ Петровск - Забайкальская;
- освещение ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская;
- система оперативного постоянного тока ПС 220 кВ Петровск - Забайкальская.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 64 с., включает 13 таблиц, 29 литературных источников.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Краткая характеристика реконструкции ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская.....	6
2 Принципиальная электрическая схема ПС 220 кВ Петровск- Забайкальская	9
3 Основные конструктивно-компоновочные решения ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская.....	10
4 Выбор электрооборудования ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская	15
4.1 Монтируемое и демонтируемое оборудования.....	15
4.2 Выбор основного электрооборудования	21
4.2.1 Выбор оборудования 220 кВ.....	22
4.2.2 Выбор оборудования 110 кВ.....	29
4.3 Выбор ошиновки гибких связей 220 и 110 кВ.....	35
4.3.1 Выбор ошиновки 220 кВ	35
4.3.2 Выбор ошиновки 110 кВ	37
4.4 Определение количества изоляторов в гирляндах на ОРУ 220 и 110 кВ.....	39
5 Собственные нужды ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская.....	42
5.1 Расчет нагрузок собственных нужд ПС и проверка загрузки существующих трансформаторов ТСН1, ТСН2 и ТСН3.....	43
6 Кабельное хозяйство ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская.....	54
7 Защита от грозовых и внутренних перенапряжений ПС 220 кВ Петровск- Забайкальская.....	56
8 Заземление. Электромагнитная совместимость ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская.....	57

9	Освещение ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская.....	58
10	Система оперативного постоянного тока ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская.....	59
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	61

ВВЕДЕНИЕ

Объект расположен в Забайкальском крае, г. Петровск-Забайкальский.

ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская обеспечивает электроснабжение потребителей Петровск-Забайкальского района Забайкальского края, в том числе города Петровск-Забайкальский с населением более 20 тысяч человек и прилегающего Красночикойского района.

ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская входит в состав межсистемного транзита 220 кВ Петровск-Забайкальская – Чита – Холбон – Могоча.

В соответствии с техническим заданием проведено исследование и анализ действующей схемы системы электроснабжения главной понизительной подстанции 220 кВ Петровск-Забайкальская. При этом учтены реконструкции существующих и вводы новых электросетевых объектов, объектов генерации и динамика изменения электрических нагрузок.

Реализация реконструкции ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская заключается в следующем объеме:

- реконструкция ОРУ 110 кВ;
- реконструкция ОРУ 220 кВ;
- строительство нового модульного здания релейного щита РЩ 220 кВ;
- кабельного хозяйства ПС 220.

1 Краткая характеристика реконструкции ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

В соответствии с заданием ВКР предусматривается реконструкция открытой части ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская для реализации типовой схемы №220-14 (две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя соединительными выключателями) с секционированием систем шин [1].

Подстанция 220 кВ Петровск-Забайкальская расположена в северо-западной части г. Петровск-Забайкальский на территории Петровск-Забайкальского района Читинской области и находится в ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири Забайкальского ПМЭС [2,3,4].

В настоящее время на ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская установлены и находятся в работе два автотрансформатора:

АТ-1 типа АТДЦТН-63000/220/110/35-78У1;

АТ-2 типа АТДЦТГН-63000/220/110/35 У1.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме №220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин».

Ошиновка ячеек и сборных шин ОРУ-220 кВ выполнена сталеалюминевыми проводами различных сечений.

Для расширения ОРУ-220 кВ в пределах ограды ПС и за её пределами резервного места не имеется.

ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская на напряжении 220 кВ имеет связь с генерирующим источником - Гусиноозерской ГРЭС по одной воздушной линии ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская (ВЛ-583). Также, к шинам 220 кВ присоединяются следующие линии:

ВЛ 500 кВ Петровск-Забайкальская – Чита (ВЛ-584);

ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур (СПЗ-262);

ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск (НПЗ-282-284);

ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижа (ВЛ-283);

ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Тарбагатай (ВЛ-286);

ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Бада (ВЛ-285).

На ОРУ 220 кВ установлены масляные выключатели типа У-220 с номинальным током 1000, 2000 А и приводом ШПЭ-44, маломасляные выключатели типа ВМТ-220 с номинальным током 1250 А и приводом ППрК-1400, колонковые выключатели типа ЗАР1FG-245 с номинальным током 2000 А и приводом ЕК-220 и колонковые выключатели типа НРЛ245В1 с номинальным током 4000 А и приводом В1.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин».

Ошиновка ячеек и сборных шин ОРУ-110 кВ выполнена сталеалюминевыми проводами различных сечений.

Для расширения ОРУ-110 кВ в пределах ограды ПС в юго-западном направлении имеется свободное место под установку трех ячеек 110 кВ.

К шинам 110 кВ присоединяются следующие линии:

ВЛ 110 кВ Петровск-Забайкальская – Малета (ВЛ-110-52);

ВЛ 110 кВ Петровск-Забайкальская – Метизы I цепь (ВЛ-110-53);

ВЛ 110 кВ Петровск-Забайкальская – Метизы II цепь (ВЛ-110-54).

На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели типа У-110 с номинальным током 2000 А и приводом ШПЭ-44, масляные выключатели типа МКП-110М с номинальным током 630, 1000 А и приводом ШПЭ-33.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Ошиновка ячеек и сборных шин ОРУ-35 кВ выполнена сталеалюминевыми проводами различных сечений.

Для расширения ОРУ-35 кВ в пределах ограды ПС имеются резервные места.

К шинам 35 кВ присоединяются следующие линии:

ВЛ 35 кВ Петровск-Забайкальская – ПС № 4 (ВЛ-35-140);

ВЛ 35 кВ Петровск-Забайкальская – ПС № 5 (ВЛ-35-141);

ВЛ 35 кВ Петровск-Забайкальская – ПС РПБ-2 (ВЛ-35-601);

ВЛ 35 кВ Петровск-Забайкальская – ПС РПБ-2 (ВЛ-35-602).

На ОРУ 35 кВ установлены масляные выключатели типа С-35 с номинальным током 630 А и приводом ШПЭ-11Б.

Питание потребителей собственных нужд переменного тока выполнено от трёх трансформаторов собственных нужд ТСН-1, ТСН-2 и ТСН-3 типа ТМ-1000/35/0,4 кВ (ТСН-1) и ТМ-400/35/0,4 кВ (ТСН-2 и ТСН-3), подключенных к 1-ой и 2-ой секциям ОРУ 35 кВ. Для распределения электроэнергии по потребителям собственных нужд организован щит СН, установленный в здании ОПУ. Обмотки НН трансформаторов собственных нужд подключены к трём секциям щита СН.

Подстанция выполнена на оперативном постоянном токе.

Существующая система постоянного оперативного тока состоит из одной аккумуляторной батареи Vb 2408 емкостью 800 А·ч, состоящей из 126 элементов – 103 основных и 23 хвостовых, одного щита постоянного тока и двух зарядно-выпрямительных устройств типа НРТ 160.220 ХЕТ+НР 40.48 ХЕТ, данное оборудование расположено в здании ОПУ.

Панели релейной защиты и автоматики установлены в помещении релейного зала ОПУ, а также частично в здании УТБ блочного модульного типа, расположенного недалеко от здания ОПУ. Панели управления расположены на щите управления ОПУ [5].

По виду обслуживания подстанция с постоянным дежурным персоналом с круглосуточным дежурством оперативного персонала.

2 Принципиальная электрическая схема ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

В соответствии с [1] предусматривается изменения существующей схемы РУ 220 кВ 220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин» на схему 220-14 «Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и выключателями».

Для реализации проектируемой схемы потребуется установка 4-х ячеек ОРУ 220 кВ:

- ячейки секционного выключателя СВ-1-220;
- ячейки секционного выключателя СВ-2-220;
- ячейки выключателя ШСВ-2-220;
- ячейки обходного выключателя ОВ-2-220.

Для установки вышеперечисленных ячеек потребуется расширение ОРУ 220 кВ. В связи с тем, что на ОРУ 220 кВ отсутствуют резервные места для установки ячеек, расширение выполняется в юго-западном направлении на месте существующих действующих ячеек ОРУ 110 кВ. Для реализации данного решения выполняется реконструкция ОРУ 110 кВ путем переноса действующих ячеек. При этом схема существующего РУ 110 кВ 110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин» не изменяется. Выполняется установка ячеек ОРУ 110 кВ на резервные места, а также выполняется расширение ОРУ 110 кВ на две ячейки в юго-западном направлении.

Также для выполнения реконструкции ОРУ 220 кВ необходимо выполнить вновь подключение следующих линий:

- ВЛ 500 кВ Петровск-Забайкальская – Чита (ВЛ-584);
- ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Тарбагатай (ВЛ-286);
- ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск (НПЗ-282-284);
- ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижа (ВЛ-283).

3 Основные конструктивно-компоновочные решения ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

В данном разделе рассматриваются решения по реконструкции ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская с переходом со схемы РУ 220 кВ 220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин» на схему 220-14 «Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и соединительными выключателями» [1]. Для реализации данной реконструкции предусматривается расширение ОРУ 220 кВ на пять ячеек:

- яч.№12 (ВЛ 500 кВ Петровск-Забайкальская-Чита (ВЛ-584);
- яч.№13 (Обходной выключатель №2);
- яч.№14 (ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская-Кижа (ВЛ-283);
- яч.№15 (Выключатель №2);
- яч.№16 (Шинные аппараты 2 сек 1СШ 220 кВ, 2 сек 2СШ 220 кВ).

Новые ячейки 220 кВ устанавливаются со стороны ОРУ 110 кВ, в связи с этим, предусматривается реконструкция ОРУ 110 кВ с использованием вновь проектируемого оборудования.

Существующее оборудование ОРУ 110 кВ устанавливаются на свободные резервные ячейки, а также выполняется расширение территории ОРУ 110 кВ на две ячейки в юго-западном направлении. При этом изменение существующей схемы распределительного устройства 110 кВ не выполняется. При таком варианте реконструкции ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская потребуются расширение территории при организации шинных мостов для подключения автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 к шинам 110 кВ.

В рамках реализации данной реконструкции необходимо выполнить установку следующих панелей и шкафов:

- 1 панель управления;
- 1 шкаф ЦС;
- 11 шкафов ПА;
- 16 шкафов АСУ ТП нижнего и среднего уровня ПТК;

- 67 панелей защит и автоматики;
- 8 шкафов РАС;
- 10 шкафов ШРОТ;
- 4 панели щита СН;
- 2 панели ЩПТ.

В здании существующего ОПУ невозможно выполнить размещение вышеуказанных панелей. Возможность расширения существующего ОПУ отсутствует. Для установки данных панелей предусматривается установка отдельно стоящего здания РЩ 220 кВ блочного модульного исполнения [6].

Для удобства эксплуатации размещение проектируемых панелей, предназначенных для ОРУ 220 кВ, а также панелей проектируемых ЩСН выполнено в проектируемом здании РЩ 220 кВ. Размещение проектируемых панелей, предназначенных для ОРУ 110 кВ, а также проектируемых панелей ЩПТ выполняется в существующем здании ОПУ.

В проектируемом здании РЩ 220 кВ размещаются помещения АРМ АСУ ТП и АРМ РЗА. Два АРМ оперативного персонала (АРМ ОП1 и АРМ ОП2) будут размещены на щите управления в существующем ОПУ.

Выполняется перенос существующих панелей РЗА, ПА и АИСКУЭ из существующего здания УТБ в помещение панелей в здание РЩ 220 кВ. После переноса панелей существующее здание УТБ демонтируется.

Взаимное расположение и ориентация вновь проектируемых зданий и сооружений после реконструкции определились стремлением сохранить границы существующей площадки, максимально сохранить ориентацию существующих заходов ВЛ 220 кВ и ВЛ 110 кВ и расположением существующих сооружений ПС.

При реконструкции ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ применены традиционные принципы компоновочных решений, к которым относятся:

- распластанное расположение (на одном уровне) всей аппаратуры;
- применение для ошиновки гибких проводов;
- размещение дорог и оборудования, обеспечивающее свободный подъезд

механизмов и передвижных лабораторий при ремонтных работах;

- максимальная унификация конструктивных элементов ОРУ в отношении расстояний между аппаратами и строительными конструкциями.

Высота установки оборудования выбрана с соблюдением требуемых ПУЭ электрических габаритов до изоляции и ошиновки с учетом принятых в проекте стрел провеса проводов и возможности прокладки наземных кабельных лотков вблизи аппаратов.

ОРУ 110 кВ. Реконструкция ОРУ 110 проводится с полной заменой существующего оборудования на проектируемое, обеспечивающее надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей. Размещения проектируемых приемных порталов ВЛ выполняется таким образом, чтобы обеспечивались допустимые углы тяжения проводов при заходе ВЛ в ячейку.

ОРУ 220 кВ. Реконструкция ОРУ 220 проводится с частичной заменой существующего оборудования на проектируемое. Оно обеспечит надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей. Размещения проектируемых приемных порталов ВЛ выполняется таким образом, чтобы обеспечивались допустимые углы тяжения проводов при заходе ВЛ в ячейку [7].

Межполюсное расстояние всех аппаратов приняты в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей. Высота установки выключателей и шинных опор, установленных вдоль дороги обслуживания, учитывает проезд ремонтных механизмов под ошиновкой без снятия напряжения.

Связи внутри ячеек и сборные шины выполняются неизолированными сталеалюминевыми проводами. Крепление проводов к порталам осуществляется при помощи одиночных гирлянд из стеклянных изоляторов типа ПС 70Е.

Реконструкция ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская выполняется по следующим очередям, которые определены с учетом допустимого графика отключения присоединений и особенностей работы устанавливаемого оборудования [8]:

1 очередь

В рамках данной очереди выполняются следующие работы на ОРУ 220 кВ:

- перенос существующего оборудования шинных аппаратов 2 сш 220 кВ (ШР-ТН-220-2, ТН-220-2, ТН-220-4, ОПН-ТН-220-2, 4);
- демонтаж портала ячейки №5 ОРУ 220 кВ.
- выполняется монтаж здания РЩ 220 кВ модульного типа полной заводской готовности около ячейки №5 ОРУ 220 кВ и существующего здания УТБ. В здании РЩ 220 кВ выполняется установка панелей ЩСН, ЩПТ, панелей систем РЗА, АСУТП и автоматики.
- в ячейках №1 и №2 ОРУ 220 кВ выполняется поочередная замена трансформаторов тока и ошиновки.
- в ячейки №11 ОРУ 220 кВ выполняется установка выносных трансформаторов тока и замена ошиновки.

2 очередь

В рамках данной очереди выполняются следующие работы на ОРУ 110 кВ:

- строительство ячеек ОРУ 110 кВ яч. №5, №6, №7 (нумерация ячеек в соответствии с порядком ячеек после завершения данной очереди) на свободной площадке ПС без отключения потребителей, подключенных к действующему ОРУ 110 кВ.
- демонтаж существующих ячеек ОРУ 110 кВ, монтаж оборудования новых ячеек на месте демонтируемого оборудования;
- строительство (переустройство) шинного моста 110 кВ от автотрансформатора АТ-1, АТ-2 до вновь смонтированного ОРУ 110 кВ. Поочередный перевод трансформаторов на вновь сооружаемое ОРУ 110 кВ. Расширение территории ПС для сооружения шинного моста 110 кВ [10,11];
- осуществляется поочередный перевод существующих ВЛ-110 кВ на вновь сооружаемое ОРУ 110 кВ, которое введено в работу;
- монтаж прожекторных мачт, совмещенных с молниеотводами.

3 очередь

В рамках данной очереди выполняются следующие работы на ОРУ 220 кВ:

- строительство ячеек расширяемой части ОРУ 220 кВ яч.№12, №13, №14, №15, №16 (нумерация ячеек в соответствии с порядком ячеек после завершения данной очереди) на высвободившейся площадке ПС после демонтажа существующего оборудования ОРУ 110 кВ;

- реконструкция существующих ячеек ОРУ 220 кВ (замена трансформаторов тока, ошиновки в яч.№5; установка выносных трансформаторов тока в яч.№9,10 вместо шинных опор; замена обходного разъединителя и установка трансформатора напряжения на обходной системе шин в яч.№9; переустройство яч.№8 (ШСВ-220) в ячейку секционного выключателя (СВ-1-220) с полным демонтажем существующего оборудования ячейки);

- замена ошиновки сборных шин ОРУ 220 кВ 1СШ 220кВ, 2СШ 220кВ, ОСШ 220кВ в пределах яч.№7-11;

- завод ВЛ-584, ВЛ-283, НПЗ-282-284, ВЛ-286 на реконструируемые и вновь введенные ячейки ОРУ 220 кВ.

4 очередь

- переустройство яч.№7 (АТ-1) в ячейку секционного выключателя (СВ-2-220) с полным демонтажем существующего оборудования ячейки;

- переустройство яч.№6 (ОВ-220) в ячейку автотрансформатора АТ-1 с заменой выносных трансформаторов тока и дополнительной установкой разъединителя ТР-220-АТ-1 [12];

- переустройство яч.№4 (ВЛ-283) в ячейку ШСВ-1-220 с полным демонтажем существующего оборудования ячейки;

- переустройство яч.№3 (ВЛ НПЗ-282-284) в ячейку ОВ-1-220 с заменой всего оборудования ячейки за исключением выключателя;

- замена ошиновки сборных шин ОРУ 220 кВ 1СШ 220кВ, 2СШ 220кВ, ОСШ 220кВ в пределах яч.№1-7;

- демонтаж в яч.№4 (ШР-ТН-220-2, ТН-220-2, ТН-220-4, ОПН-ТН-220-2,4). Монтаж в яч.№4а ТН1-220-2, ОПН-ТН1-220-2;
- демонтаж в яч.№6 существующих ШР-ТН-220-1, ОПН-ТН-220-1, ТН-220-1;
- монтаж в яч.№3 ТН1-220-1, ОПН-ТН1-220-1.

4 Выбор электрооборудования ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

4.1 Монтируемое и демонтируемое оборудования

Проектируемое оборудование выбрано по номинальному напряжению, длительно допустимым токам, отключающей способности, а также стойкости к токам КЗ и с учетом климатических факторов окружающей среды.

Максимальный рабочий ток в ячейках секционных выключателей 220 кВ близок к 1000 А (составляет 946 А). На основании этого, а также принимая во внимание возможность увеличения в перспективе максимального рабочего тока свыше 1000 А, оборудование в секционных ячейках 220 кВ принято с номинальным током 2000 А [15,16].

Для обеспечения надежности проектируемой схемы ОРУ 220 кВ 220-14 «Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и выключателями» предусматривается замена основного электротехнического оборудования реконструируемых ячеек секционных и шинного ШСВ-1-220 выключателей.

ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская расположена в климатическом районе со следующей температурой воздуха:

Абсолютную минимальную	минус 55 °С
Абсолютную максимальную	плюс 38 °С
Среднегодовую	минус 3,9 °С
Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	минус 37 °С
Наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92, °С	минус 41 °С

Согласно [2] оборудование, устанавливаемое на открытой территории ПС, принято в исполнении для холодного климата и с категорией размещения для эксплуатации на открытом воздухе - «ХЛ1».

Подстанция расположена в районе со второй степенью загрязнения атмосферы. Удельная длина пути утечки внешней изоляции для оборудования на напряжение свыше 110 кВ принята не менее 2,25 см/кВ [14, приложение 2].

Степень сейсмической опасности района расположения ПС – 8 баллов по шкале MSK-64, что учтено при выборе вновь устанавливаемого оборудования.

Согласно [6] на ПС 220 кВ Петровск – Забайкальская проектируемые выключатели 110 кВ и 220 кВ приняты элегазовые баковые с пружинным приводом.

Разъединители 110 кВ и 220 кВ приняты горизонтально-поворотные с подшипниковыми устройствами, не требующими обслуживания в течении всего срока службы и двигательными приводами на главных и заземляющих ножах.

Ограничители перенапряжений приняты с необходимым защитным уровнем.

Трансформаторы тока и напряжения приняты с необходимым количеством вторичных обмоток с требуемыми параметрами для нужд РЗА, учета и измерений. Трансформаторы тока приняты встроенными в выключатель и выносного типа, трансформаторы напряжения приняты ёмкостного типа.

Все средства измерения, применяемые по данному тому, в том числе, встроенные в основное электротехническое оборудование, должны соответствовать требованиям [15].

Ведомость устанавливаемого основного электротехнического оборудования ПС 220 кВ Петровск – Забайкальская приведена в таблице 3.1.

Таблица 4.1- Ведомость устанавливаемого основного электротехнического оборудования

№ п/п	Наименование основного оборудования	Ед. изм.	Кол-во
Оборудование 220 кВ			
1	Выключатель трехполюсный элегазовый баковый со встроенными трансформаторами тока $I_H = 1000$ А, $I_{откл}=31,5$ кА, $I_{терм}=31,5$ кА, $I_{дин}=80$ кА	шт.	5
2	Выключатель трехполюсный элегазовый баковый со встроенными трансформаторами тока $I_H = 2000$ А, $I_{откл}=31,5$ кА, $I_{терм}=31,5$ кА, $I_{дин}=80$ кА	шт.	2
3	Трансформатор тока $K_{ТТ} 100-200/1$ А, класс точности 0,2S/0,2; $K_{ТТ} 500-1000/5$ А, класс точности 5P/5P	шт.	3

4	Трансформатор тока К _{ТТ} 500-1000/1А, класс точности 0,2S/0,2; К _{ТТ} 500-1000/5А, класс точности 5Р/5Р	шт.	12
5	Трансформатор тока К _{ТТ} 100-200/1А, класс точности 0,2S/0,2; К _{ТТ} 500-1000/5А, класс точности 5Р/5Р/5Р	шт.	3
6	Трансформатор тока К _{ТТ} 500-1000/1А, класс точности 0,2S/0,2; К _{ТТ} 500-1000/5А, класс точности 5Р/5Р/5Р	шт.	6
7	Трансформатор напряжения емкостной 220/√3 / 0,1/√3 / 0,1 / 0,1/√3, класс точности 0,2/3Р/0,2	шт.	12
8	Трансформатор напряжения емкостной 220/√3 / 0,1/√3 / 0,1, класс точности 0,2/3Р	шт.	1
9	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный I _Н =1000 А, I _{терм} =31,5 кА, I _{дин} =80 кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с двумя заземляющими ножами	шт.	12
10	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный I _Н =1000 А, I _{терм} =31,5 кА, I _{дин} =80 кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с одним заземляющим ножом	шт.	4
11	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный I _Н =2000 А, I _{терм} =31,5 кА, I _{дин} =80 кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с одним заземляющим ножом	шт.	2
12	Разъединитель однополюсный горизонтально-поворотный I _Н =1000 А, I _{терм} =31,5 кА, I _{дин} =80 кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с двумя заземляющими ножами	шт.	6
13	Разъединитель однополюсный горизонтально-поворотный I _Н =1000 А, I _{терм} =31,5 кА, I _{дин} =80 кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с одним заземляющим ножом	шт.	6
14	Разъединитель однополюсный горизонтально-поворотный I _Н =2000 А, I _{терм} =31,5 кА, I _{дин} =80 кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с одним заземляющим ножом	шт.	6
15	Шинная опора	шт.	103
16	Ограничитель перенапряжений	шт.	12
Оборудование 110 кВ			
17	Выключатель трехполюсный элегазовый баковый со встроенными трансформаторами тока I _Н = 630 А, I _{откл} =31,5 кА, I _{терм} =31,5 кА, I _{дин} =80 кА	шт.	7
18	Трансформатор напряжения емкостной 110/√3 / 0,1/√3 / 0,1 / 0,1/√3, класс точности 0,2/3Р/0,2	шт.	6
19	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный I _Н =630 А, I _{терм} =31,5 кА, I _{дин} =80 кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с двумя заземляющими ножами	шт.	9

Продолжение таблицы 4.1

20	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный $I_H=630$ А, $I_{терм}=31,5$ кА, $I_{дин}=80$ кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с одним заземляющим ножом	шт.	10
21	Разъединитель однополюсный горизонтально-поворотный $I_H=630$ А, $I_{терм}=31,5$ кА, $I_{дин}=80$ кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с двумя заземляющими ножами	шт.	6
22	Разъединитель однополюсный горизонтально-поворотный $I_H= I_H=630$ А, $I_{терм}=31,5$ кА, $I_{дин}=80$ кА, с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с одним заземляющим ножом	шт.	12
23	Шинная опора	шт.	66
24	Ограничитель перенапряжений	шт.	6
Оборудование 0,4 кВ			
25	Щит собственных нужд переменного тока (панели с отходящими фидерами)	шт.	4
26	Щит собственных нужд оперативного постоянного тока (панели с отходящими фидерами)	шт.	2

Ведомость демонтируемого основного электротехнического оборудования ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Ведомость демонтируемого основного электротехнического оборудования

№ п/п	Наименование основного оборудования	Ед. изм.	Кол-во
Оборудование 220 кВ			
1	Выключатель трехполюсный масляный баковый У-220-1000-25 с приводом ШПЭ-44 $I_H = 1000$ А, $I_{откл}=25$ кА	шт.	2
2	Выключатель трехполюсный маломасляный ВМТ-220Б-25 с приводом ППрК-1400 $I_H = 1250$ А, $I_{откл}=25$ кА	шт.	1
3	Трансформатор тока ТГФ-220-II $K_{ТТ}$ 1000-200/5 А	шт.	6
4	Трансформатор тока ТФНД-220 I $K_{ТТ}$ 300-600-1200/5 А	шт.	4
5	Трансформатор тока ТФЗМ-220Б-III $K_{ТТ}$ 300-600-1200/5 А	шт.	5
6	Трансформатор тока ТФЗМ-220Б-III $K_{ТТ}$ 500-1000-2000/5 А	шт.	3
7	Трансформатор тока ТГ245 $K_{ТТ}$ 500-1000-2000/5 А	шт.	3
8	Трансформатор напряжения электромагнитный НКФ-220-58 $220/\sqrt{3} / 0,1/\sqrt{3} / 0,1$	шт.	9

Продолжение таблицы 4.2

9	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный РНДЗ-2-220 $I_H=1000$ А, с приводом ПР-90, с двумя заземляющими ножами	шт.	5
10	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный РНДЗ-1-220 $I_H=1000$ А, с приводом ПР-90, с одним заземляющим ножом	шт.	9
11	Разъединитель однополюсный горизонтально-поворотный РНДЗ-1-220 $I_H=1000$ А, с приводом ПР-90, с одним заземляющим ножом	шт.	9
12	Шинная опора	шт.	48
13	Ограничитель перенапряжений ОПН-220/146-10/450(II)	шт.	6
Оборудование 110 кВ			
14	Выключатель трехполюсный масляный баковый У-110-2000-50 с приводом ШПЭ-44 $I_H = 2000$ А, $I_{откл}=50$ кА	шт.	1
15	Выключатель трехполюсный масляный баковый МКП-110М-1000/20 с приводом ШПЭ-33 $I_H = 1000$ А, $I_{откл}=20$ кА	шт.	2
16	Выключатель трехполюсный масляный баковый МКП-110М-630/20 с приводом ШПЭ-33 $I_H = 630$ А, $I_{откл}=20$ кА	шт.	5
17	Трансформатор тока ТФНД-110М $K_{ТТ}$ 50-100/5 А	шт.	1
18	Трансформатор тока ТФНД-110М $K_{ТТ}$ 150-300/5 А	шт.	3
19	Трансформатор тока ТФНД-110М $K_{ТТ}$ 100-200/5 А	шт.	4
20	Трансформатор тока ТФЗМ-110М $K_{ТТ}$ 1000/5 А	шт.	2
21	Трансформатор напряжения электромагнитный НКФ-110-57 $110/\sqrt{3} / 0,1/\sqrt{3} / 0,1$	шт.	5
22	Трансформатор напряжения электромагнитный НКФ-110-83 $110/\sqrt{3} / 0,1/\sqrt{3} / 0,1$	шт.	1
23	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный РНДЗ-2-110 $I_H=1000$ А, с приводом ПРН, с двумя заземляющими ножами	шт.	9
24	Разъединитель трехполюсный горизонтально-поворотный РНДЗ-1-110 $I_H=1000$ А, с приводом ПРН, с одним заземляющим ножом	шт.	14
25	Разъединитель однополюсный горизонтально-поворотный РНДЗ-1-110 $I_H=1000$ А, с приводом ПРН, с одним заземляющим ножом	шт.	24
26	Шинная опора	шт.	48
27	Ограничитель перенапряжений ОПН-10/88-10/450(II)	шт.	6

4.2 Выбор основного электрооборудования

Выбор оборудования 110, 220 кВ выполняется по номинальному напряжению, максимальному длительному току присоединений, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания [17,18].

4.2.1 Выбор оборудования 220 кВ

1.1.1 Выбор выключателей:

1. По номинальному напряжению установки:

$$U_{ном.} \geq U_{уст.}; \quad (4.1)$$
$$U_{ном.} \geq 220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ};$$

По длительному току:

$$I_{мах.} \geq I_{ном.выкл.}, \quad (4.2)$$

где: $I_{ном.выкл.}$ - номинальный ток выключателя;

$I_{мах.}$ - наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Согласно электрическим расчетам максимальный рабочий ток:

$I_{мах.} = 946 \text{ А}$ (для ячеек секционных выключателей)

$I_{мах.} = 916 \text{ А}$ (для остальных присоединений)

Принимаем:

$I_{ном. выкл.} = 2000 \text{ А}$ для ячеек секционных выключателей;

$I_{ном. выкл.} = 1000 \text{ А}$ для ячеек остальных присоединений.

Максимальный рабочий ток в ячейках секционных выключателей 220 кВ близок к 1000 А. На основании этого, а также принимая во внимание возможность увеличения в перспективе максимального рабочего тока свыше 1000 А, оборудование в секционных ячейках 220 кВ принято с номинальным током 2000 А.

По отключающей способности:

а) Проверка на симметричный ток отключения производится по условию:

$$I_{п\tau} \geq I_{ном.откл}, \quad (4.3)$$
$$7,23 \text{ кА} \geq 31,5 \text{ кА},$$

Согласно электрическим расчетам ток короткого замыкания на шинах 220 кВ: $I_{п\tau}=7,23 \text{ кА}$

Принимаем $I_{ном.откл.}=31,5 \text{ кА}$.

б) Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{ат} \geq I_{а ном.}, \quad (4.4)$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (4.5)$$
$$I_{ат} = 1,41 \cdot 7,23 \cdot e^{\frac{-0,085}{0,03}} = 0,6 \text{ кА}$$

где: τ - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения контактов:

$$\tau = t_{с.з} + t_{с.б}, \quad (4.6)$$
$$\tau = 0,05 + 0,035 = 0,085 \text{ с}$$

Принимаем:

$t_{с.з}$ – время срабатывания основной релейной защиты, $t_{с.з}=0,05 \text{ с}$;

$t_{с.б}$ – собственное время отключения выключателя, $t_{с.б}=0,035 \text{ с}$;

T_a – постоянная времени затухания, для сети 220 кВ $T_a = 0,03 \text{ с}$.

Нормированное значение аperiodической составляющей:

$$I_{анорм} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{ном\ откл} \quad (4.7)$$

$$I_{анорм} = 1,41 \cdot 0,3 \cdot 31,5 = 13,32 \text{ кА}$$

где: $\beta_{норм}$ - коэффициент, характеризующий номинальное относительное содержание аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Принимаем $\beta_{норм}$ не менее 30%. $\beta_{норм} = 0,3$.

$$0,6 \text{ кА} < 13,32 \text{ кА}$$

в) На термическую стойкость выключатель проверяют по расчетному тепловому импульсу квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.} \quad (4.8)$$

B_k – тепловой импульс $\text{кА}^2\text{с}$

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{с.з.о} + t_{о.в.} + T_a) \quad (4.9)$$

$$B_k = 7,23^2 \cdot (0,1 + 0,07 + 0,03) = 10,45 \text{ кА}^2\text{с}$$

где: $t_{с.з.о}$ – время срабатывания основной защиты с учетом АПВ;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания.

Принимаем (по заданию сектора РЗиА):

$$t_{с.з.о} = 0,1 \text{ с};$$

$$t_{о.в.} = 0,07 \text{ с};$$

$$T_a = 0,03 \text{ с}.$$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 0,1 = 99,23 \text{ кА}^2\text{с}$$

где: $I_{терм}$ – ток термической стойкости выключателя;

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости;

$I_{терм} = 31,5 \text{ кА}$;

$t_{тер} = 0,1 \text{ с}$.

$$10,45 \text{ кА}^2\text{с} < 99,23 \text{ кА}^2\text{с}$$

г) На электродинамическую стойкость выключатель проверяют по ударному току:

$$i_{уд} \leq I_{дин} \quad (4.10)$$

$$i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot K_y \quad (4.11)$$

$$i_{уд} = 1,41 \cdot 7,23 \cdot 1,717 = 17,5 \text{ кА}$$

где: K_y – ударный коэффициент.

Принимаем для сети 220 кВ: $K_y = 1,717$

$$17,5 \text{ кА} < 80 \text{ кА}$$

Условия выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Условия выбора и проверки выключателей ВГБУ-220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном уст}$
$I_{max} = 946 \text{ А}$ $I_{max} = 916 \text{ А}$	$I_{ном уст} = 2000 \text{ А}$ $I_{ном уст} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном уст}$
$I_{нт} = 7,23 \text{ кА}$	$I_{ном откл} = 31,5 \text{ А}$	$I_{нт} \leq I_{ном откл}$
$I_{ат} = 0,6 \text{ кА}$	$I_{а ном} = 13,32 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq I_{а ном}$
$i_{уд} = 17,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$B_k = 10,45 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.} = 99,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.}$

Выбор разъединителей:

По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{ном\ уст} \quad (4.12)$$

По длительному допустимому току:

$$I_{max} \geq I_{ном\ разъед} \quad (4.13)$$

$I_{max} = 946$ А (для ячеек секционных выключателей)

$I_{max} = 916$ А (для остальных присоединений)

Принимаем:

$I_{ном\ разъед} = 2000$ А для ячеек секционных выключателей

$I_{ном\ разъед} = 1000$ А для ячеек остальных присоединений

Максимальный рабочий ток в ячейках секционных выключателей 220 кВ близок к 1000 А. На основании этого, а также принимая во внимание возможность увеличения в перспективе максимального рабочего тока свыше 1000 А, оборудование в секционных ячейках 220 кВ принято с номинальным током 2000 А.

Принимаем:

$I_{ном\ разъед} = 2000$ А (для ячеек секционных выключателей)

$I_{ном\ разъед} = 1000$ А (для остальных присоединений)

На термическую стойкость разъединитель проверяют по расчетному тепловому импульсу квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.} \quad (4.14)$$

$$10,45 \text{ кА}^2\text{с} \leq 99,23 \text{ кА}^2\text{с}$$

B_k – тепловой импульс $\text{кА}^2\text{с}$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 0,1 = 99,23 \text{ кА}^2\text{с}$$

где: $I_{терм}$ – ток термической стойкости выключателя;

$t_{терм}$ – время протекания тока термической стойкости.

Принимаем:

$$I_{терм} = 31,5 \text{ кА}$$

$$t_{терм} = 0,1 \text{ с}$$

На электродинамическую стойкость разъединитель проверяют по ударному току:

$$i_{уд} \leq I_{дин} \quad (4.15)$$

$$17,5 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

где: $I_{дин} = 80 \text{ кА}$ – ток электродинамической стойкости разъединителя.

Условия выбора и проверки разъединителей сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Условия выбора и проверки разъединителей РГ-220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном уст}$
$I_{max} = 946 \text{ А}$ $I_{max} = 916 \text{ А}$	$I_{ном уст} = 2000 \text{ А}$ $I_{ном уст} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном уст}$
$i_{уд} = 17,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$B_k = 10,45 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.} = 99,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$

Выбор трансформаторов тока:

1. По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{ном уст} \quad (4.16)$$

По длительному допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном ТТ}} \quad (4.17)$$

Где: $I_{\text{ном ТТ}}$ – номинальный ток трансформатора тока;

$I_{\max}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Согласно электрическим расчетам максимальный рабочий ток:

$I_{\max} = 946 \text{ А}$ (для ячеек секционных выключателей)

$I_{\max} = 916 \text{ А}$ (для остальных присоединений)

Принимаем:

$I_{\text{ном ТТ}} = 2000 \text{ А}$ для ячеек секционных выключателей

$I_{\text{ном разъед}} = 1000 \text{ А}$ для ячеек остальных присоединений

Максимальный рабочий ток в ячейках секционных выключателей 220 кВ близок к 1000 А. На основании этого, а также принимая во внимание возможность увеличения в перспективе максимального рабочего тока свыше 1000 А, оборудование в секционных ячейках 220 кВ принято с номинальным током 2000 А.

На термическую стойкость трансформатор тока проверяют по расчетному тепловому импульсу квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{к.з.}} \quad (4.18)$$

$$10,45 \text{ кА}^2\text{с} \leq 62,5 \text{ кА}^2\text{с}$$

B_k – тепловой импульс $\text{кА}^2\text{с}$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 25^2 \cdot 0,1 = 62,5 \text{ кА}^2\text{с}$$

Где: $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости трансформатора тока;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания тока термической стойкости.

Принимаем:

$I_{\text{терм}} = 25 \text{ кА}$

$t_{\text{тер}} = 0,1 \text{ с}$

На электродинамическую стойкость трансформатор тока проверяют по ударному току:

$$i_{yd} \leq I_{дин} \quad (4.19)$$

$$17,5 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА}$$

где: $I_{дин} = 64 \text{ кА}$ – ток электродинамической стойкости трансформатора тока.

Условия выбора и проверки трансформаторов тока сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Условия выбора и проверки трансформаторов тока ТГФМ-220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном уст}$
$I_{max} = 946 \text{ А}$ $I_{max} = 916 \text{ А}$	$I_{ном уст} = 2000 \text{ А}$ $I_{ном уст} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном уст}$
$i_{yd} = 17,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{yd} \leq I_{дин}$
$B_k = 10,45 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.} = 62,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{yd} \leq I_{дин}$

4.2.2 Выбор оборудования 110 кВ

Выбор выключателей:

1. По номинальному напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст} \quad (4.20)$$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

По длительному току:

$$I_{max} \geq I_{ном выкл} \quad (4.21)$$

$$77 \text{ А} \geq 630 \text{ А}$$

Где: $I_{ном\ выкл}$ – номинальный ток выключателя;

I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Согласно электрическим расчетам максимальный рабочий ток:

$$I_{max} = 77 \text{ А}$$

Принимаем:

$$I_{ном\ выкл} = 630 \text{ А}$$

По отключающей способности:

а) Проверка на симметричный ток отключения производится по условию:

$$I_{п\ \tau.} \geq I_{ном.откл}, \quad (4.22)$$
$$2,67 \text{ кА} \geq 31,5 \text{ кА},$$

Согласно электрическим расчетам максимальный ток короткого замыкания на шинах 110 кВ: $I_{нт}=2,67 \text{ кА}$

Принимаем $I_{ном\ откл}=31,5 \text{ кА}$.

б) Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока к.з.:

$$I_{ат.} \geq I_{а\ ном.}, \quad (4.23)$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{\frac{-\tau}{Ta}}, \quad (4.24)$$
$$I_{ат} = 1,41 \cdot 2,67 \cdot e^{\frac{-0,085}{0,03}} = 0,05 \text{ кА}$$

Где: τ - наименьшее время от начала к.з. до момента расхождения контактов:

$$\tau = t_{с.з} + t_{с.в}, \quad (4.25)$$

$$\tau = 0,05 + 0,035 = 0,085 \text{ с}$$

Принимаем:

$t_{c.з}$ – время срабатывания основной релейной защиты, $t_{c.з}=0,05$ с;

$t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя, $t_{c.в}=0,035$ с;

T_a – постоянная времени затухания, для сети 110 кВ $T_a = 0,02$ с.

Нормированное значение апериодической составляющей:

$$I_{анорм} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{ном \text{ откл}} \quad (4.26)$$

$$I_{анорм} = 1,41 \cdot 0,3 \cdot 31,5 = 13,32 \text{ кА}$$

Где: $\beta_{норм}$ - коэффициент, характеризующий номинальное относительное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Принимаем $\beta_{норм}$ не менее 30%. $\beta_{норм} = 0,3$.

$$0,05 \text{ кА} < 13,32 \text{ кА}$$

в) На термическую стойкость выключатель проверяют по расчетному тепловому импульсу квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.} \quad (4.27)$$

B_k – тепловой импульс $\text{кА}^2\text{с}$

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{c.з.о} + t_{o.в.} + T_a) \quad (4.28)$$

$$B_k = 2,67^2 \cdot (0,1 + 0,07 + 0,03) = 1,35 \text{ кА}$$

Где: $t_{c.з.о}$ – время срабатывания основной защиты с учетом АПВ;

$t_{o.в.}$ – полное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания.

Принимаем (по заданию сектора РЗ и А):

$$t_{c.з.о} = 0,1 \text{ с}$$

$$t_{\text{с.о}}=0,07 \text{ с}$$

$$T_a=0,03 \text{ с}$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 0,1 = 99,23 \text{ кА}^2\text{с} \quad (4.29)$$

Где: $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости выключателя;

$t_{\text{терм}}$ – время протекания тока термической стойкости;

$$I_{\text{терм}} = 31,5 \text{ кА}$$

$$t_{\text{терм}} = 0,1 \text{ с}$$

$$1,35 \text{ кА}^2\text{с} < 99,23 \text{ кА}^2\text{с}$$

г) На электродинамическую стойкость выключатель проверяют по ударному току:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}} \quad (4.30)$$

$$i_{\text{уд}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \cdot K_y \quad (4.31)$$

$$i_{\text{уд}} = 1,41 \cdot 2,67 \cdot 1,608 = 6,05 \text{ кА}$$

Где: K_y – ударный коэффициент

Принимаем для сети 110 кВ: $K_y = 1,608$

$$6,05 \text{ кА} < 80 \text{ кА}$$

Условия выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 - Условия выбора и проверки выключателей ВГТ-110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном уст}}$
$I_{\text{мах}} = 77 \text{ А}$	$I_{\text{ном уст}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном уст}}$
$I_{\text{нт}} = 2,67 \text{ кА}$	$I_{\text{ном откл}} = 31,5 \text{ А}$	$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{ном откл}}$
$I_{\text{ат}} = 0,05 \text{ кА}$	$I_{\text{а ном}} = 13,32 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$
$i_{\text{уд}} = 6,05 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$B_k = 1,35 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{к.з.}} = 99,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{к.з.}}$

Выбор разъединителей:

По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{ном\ уст} \quad (4.32)$$

По длительному допустимому току:

$$I_{max} \leq I_{ном\ разъед} \quad (4.33)$$
$$77\ A \leq 1000\ A$$

$I_{max} = 77\ A$ (для разъединителей в линии)

Принимаем: $I_{ном\ разъед} = 630\ A$

На термическую стойкость разъединитель проверяют по расчетному тепловому импульсу квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.} \quad (4.34)$$

$$1,35\ кА^2с \leq 99,23\ кА^2с$$

B_k – тепловой импульс $кА^2с$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 0,1 = 99,23\ кА^2с \quad (4.35)$$

Где: $I_{терм}$ – ток термической стойкости выключателя;

$t_{терм}$ – время протекания тока термической стойкости.

Принимаем:

$$I_{терм} = 31,5\ кА$$

$$t_{терм} = 0,1\ с$$

На электродинамическую стойкость разъединитель проверяют по ударному току:

$$i_{уд} \leq I_{дин}$$

$$6,05 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

где: $I_{дин} = 80 \text{ кА}$ – ток электродинамической стойкости разъединителя.

Условия выбора и проверки разъединителей сведены в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 - Условия выбора и проверки разъединителей РГ-110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном\ уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном\ уст}$
$I_{max} = 77 \text{ А}$	$I_{ном\ уст} = 630 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном\ уст}$
$i_{уд} = 6,05 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$B_k = 1,35 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.} = 99,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{к.з.}$

4.3 Выбор ошиновки гибких связей 220 и 110 кВ

4.3.1 Выбор ошиновки 220 кВ

Выбор ошиновки 1СШ, 2СШ и ОСШ

Выбор ошиновки по длительно допустимому току.

$$I_{доп} > I_{р.макс} \quad (4.36)$$

Максимальный рабочий ток 1СШ и 2СШ равен 946 А. Максимальный рабочий ток ОСШ равен 916 А.

Ошиновку 220 кВ 1СШ, 2СШ и ОСШ принимаем проводом марки 2хАС 300/39.

Длительно допустимый ток для провода 2хАС 300/39 составляет $I_{доп}=1420 \text{ А}$.

$$1420 \text{ А} > 946 \text{ А}$$

$$1420 \text{ А} > 916 \text{ А}$$

Условие выполняется.

Выбор ошиновки гибких связей 220 кВ трансформаторов

Выбор ошиновки по длительно допустимому току.

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{р.макс}} \quad (4.37)$$

Максимальный рабочий ток в цепи трансформаторов 220 кВ рассчитывается с учетом установки в перспективе трансформатора следующего по шкале мощности, а также при допустимой перегрузке в режиме потребления полной мощности [4]. Допустимая перегрузка составляет 40% от полной мощности

$$I_p = \frac{1,4 \cdot S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (4.38)$$

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 459 \text{ A}$$

Ошиновку гибких связей 220 кВ принимаем проводом марки АС 300/39.

Длительно допустимый ток для провода АС 300/39 составляет $I_{\text{доп}} = 710 \text{ A}$.

$$710 \text{ A} > 459 \text{ A}$$

Условие выполняется.

Выбор ошиновки гибких связей 220 кВ

1. Выбор ошиновки по длительно допустимому току.

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{р.макс}} \quad (4.39)$$

Максимальный рабочий ток:

- в ячейках 1, 3 = 916 A;
- в ячейках 5, 11 = 720 A;
- в ячейках 7, 8 = 946 A;
- в ячейках 4, 15 = 758 A;
- в ячейках 12, 13 = 804 A.

Ошиновку 220 кВ в указанных ячейках принимаем проводом марки 2хАС 300/39.

Длительно допустимый ток для провода 2хАС 300/39 составляет $I_{доп}=1420$ А.

$$1420 \text{ А} > 916 \text{ А}$$

$$1420 \text{ А} > 720 \text{ А}$$

$$1420 \text{ А} > 946 \text{ А}$$

$$1420 \text{ А} > 758 \text{ А}$$

$$1420 \text{ А} > 804 \text{ А}$$

Условие выполняется.

Максимальный рабочий ток:

- в ячейке 2 = 614 А;

- в ячейке 10 = 547 А;

- в ячейке 14 = 481 А.

Ошиновку 220 кВ принимаем проводом марки АС 300/39.

Длительно допустимый ток для провода АС 300/39 составляет $I_{доп}=710$ А.

$$710 \text{ А} > 614 \text{ А}$$

$$710 \text{ А} > 547 \text{ А}$$

$$710 \text{ А} > 481 \text{ А}$$

Условие выполняется.

2. Проверка ошиновки на термическую стойкость.

Ошиновка является термически стойкой, если выполняется условие:

$$q > q_{мин} \quad (4.40)$$

Минимальное сечение проводника, отвечающее требованию стойкости при КЗ определяется по формуле:

$$q_{мин} = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_{кз}}}{C} \quad (4.41)$$

$$q_{мин} = \frac{7,23 \cdot \sqrt{0,3}}{91} = 459 \text{ мм}^2$$

Где: $t_{кз}=0,3$ с (время протекания ТКЗ по ошиновке согласно заданию сектора РЗ и А);

Принятая по условию пропускной способности ошиновка АС 300/39 термически стойкая.

$$300 \text{ мм}^2 > 43,5 \text{ мм}^2$$

4.3.2 Выбор ошиновки 110 кВ

Выбор ошиновки 1СШ, 2СШ и ОСШ

Выбор ошиновки по длительно допустимому току.

$$I_{доп} > I_{р.макс} \quad (4.42)$$

Максимальный рабочий ток 1СШ, 2СШ и ОСШ равен 463 А.

Ошиновку 110 кВ 1СШ, 2СШ и ОСШ принимаем проводом марки АС 240/39.

Длительно допустимый ток для провода АС 240/39 составляет $I_{доп}=610$ А.

$$610 \text{ А} > 463 \text{ А}$$

Условие выполняется.

Выбор ошиновки гибких связей 110 кВ трансформаторов

Выбор ошиновки по длительно допустимому току.

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{р.макс}} \quad (4.44)$$

Максимальный рабочий ток в цепи трансформаторов 110 кВ рассчитывается с учетом установки в перспективе трансформатора следующего по шкале мощности, а также при допустимой перегрузке в режиме потребления полной мощности [4]. Допустимая перегрузка составляет 40% от полной мощности

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 919 \text{ A}$$

Расчетные токи по присоединениям не превышают 77 А, расчетный максимальный рабочий ток 919 А завышен.

Поэтому максимальный рабочий ток в данном случае можно рассчитать без учета установки в перспективе трансформатора следующего по шкале мощности.

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ A}$$

Ошиновку гибких связей 110 кВ принимаем проводом марки АС 240/39. Длительно допустимый ток для провода АС 240/39 составляет $I_{\text{доп}}=610 \text{ A}$

$$610 \text{ A} > 463 \text{ A}$$

Условие выполняется.

Выбор ошиновки гибких связей 110 кВ

1. Выбор ошиновки по длительно допустимому току.

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{р.макс}} \quad (4.45)$$

Максимальный рабочий ток:

- в ячейках 4,6 = 45 А;

- в ячейке 11 = 41 А;

- в ячейке 10 = 77 А;

Ошиновку 110 кВ в указанных ячейках принимаем проводом марки АС 240/39.

Длительно допустимый ток для провода АС 240/39 составляет $I_{дон}=610$ А

$$710 \text{ А} > 45 \text{ А}$$

$$610 \text{ А} > 41 \text{ А}$$

$$610 \text{ А} > 77 \text{ А}$$

Условие выполняется.

2. Проверка ошиновки на термическую стойкость.

Ошиновка является термически стойкой, если выполняется условие:

$$q > q_{мин} \quad (4.46)$$

Минимальное сечение проводника, отвечающее требованию стойкости при КЗ определяется по формуле:

$$q_{мин} = \frac{2,39 \cdot \sqrt{0,3}}{91} = 14,4 \text{ мм}^2 \quad (4.47)$$

Принятая по условию пропускной способности ошиновка АС 240/39 термически стойкая.

$$240 \text{ мм}^2 > 14,4 \text{ мм}^2$$

4.4 Определение количества изоляторов в гирляндах на ОРУ 220 и 110 кВ

Определение количества изоляторов в гирляндах ОРУ 220 и 110 кВ производим согласно методике, изложенной в [7].

Территория ПС расположена в районе, соответствующем 2-ой степени загрязнения атмосферы.

Количество подвесных тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах 220 и 110 кВ определяем в соответствии с [6].

$$m = \frac{L}{L_u}, \quad (4.48)$$

Где: L - длина пути утечки составной изоляционной конструкции;

L_u - длина пути утечки одного изолятора ПС 70 Е (нормальное исполнение) принята по каталогу ЗАО «БЭСТЭР»;

Длину пути утечки L (см) изоляционных конструкций определяем по [6] (п. 1.9.9):

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot k, \quad (4.49)$$

где $\lambda_{\text{э}} = 2,0$ см/кВ - удельная эффективная длина пути утечки по [6] (табл. 1.9.1);

$U = 252$ кВ или $U = 126$ кВ - наибольшее рабочее междуфазное напряжение по ГОСТ 721-77*;

k - коэффициент использования длины пути утечки;

Коэффициент использования k изоляционных конструкций, составленных из однотипных изоляторов, определяем по [6] (п. 1.9.44):

$$k = k_u \cdot k_{\kappa}, \quad (4.50)$$

где k_u - коэффициент использования подвесных тарельчатых изоляторов определяем по [6] (табл. 1.9.20) в зависимости от отношения длины пути утечки изолятора L_u к диаметру его тарелки $D = 255$ мм

$$\frac{L_u}{D} = \frac{303}{255} = 1,19 \quad (4.51)$$

Где: $k_u = 1,1$;

k_k - коэффициент использования составной изоляционной конструкции определяем по [6] (п.1.9.49):

- для натяжных, поддерживающих одноцепных гирлянд $k_k = 1,0$;

$$k = 1,1 \cdot 1,0 = 1,1;$$

$$L = 2,0 \cdot 10 \cdot 252 \cdot 1,1 = 5544 \text{ мм};$$

$$m = \frac{5544}{303} = 18,3 \text{ шт.};$$

Принимаем большее целое число изоляторов на ОРУ 220 кВ– 19 шт.

В соответствии с [6] п.1.9.20 в натяжных и поддерживающих гирляндах на ОРУ 220 кВ необходимо добавить 2 изолятора. Таким образом, принимаем к установке общее количество изоляторов – 21 шт.

$$L = 2,0 \cdot 10 \cdot 126 \cdot 1,1 = 2772 \text{ мм};$$

$$m = \frac{2773}{303} = 9,1 \text{ шт.};$$

Принимаем большее целое число изоляторов на ОРУ 220 кВ– 10 шт.

В соответствии с [6] п.1.9.20 в натяжных и поддерживающих гирляндах на ОРУ 110 кВ необходимо добавить 1 изолятор. Таким образом, принимаем к установке общее количество изоляторов – 11 шт.

5 Собственные нужды ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

В настоящее время на ПС установлены три трансформатора собственных нужд – ТСН-1 мощностью 1000 кВА, ТСН-2 и ТСН-3 мощностью по 400 кВА каждый. ТСН подключены к РУ 35 кВ.

Основными проектируемыми приёмниками СН переменного тока ПС являются:

- электродвигатели приводов коммутационного высоковольтного оборудования;
- освещение открытой части ПС;
- обогрев баков вновь устанавливаемых выключателей 110 кВ и 220 кВ;
- обогреватели шкафов и ящиков наружной установки;
- обогрев приводов разъединителей 110 кВ и 220 кВ;
- нагрузки проектируемых панелей в ОПУ и РЩ 220 кВ;
- нагрузки проектируемого РЩ 220 кВ модульного исполнения (системы отопления, кондиционирования, освещения).

Электропитание проектируемых нагрузок переменного тока на ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская предусматривается от существующей системы собственных нужд переменного тока. Подключение проектируемых нагрузок выполняется от вновь проектируемых панелей ЩСН, устанавливаемых в проектируемом здании РЩ 220 кВ. Проектируемые панели ЩСН подключаются от секций существующего ЩСН с установкой дополнительных автоматических выключателей [18,19].

Подключение проектируемых нагрузок не приводит к перегрузке ТСН в нормальном режиме. В аварийном режиме при отключении ТСН-3 возникает перегрузка ТСН-2 на 19%, что не превышает допустимого значения в 30% (допустимая перегрузка в аварийном режиме одного из ТСН при отключении другого для подстанций с постоянным обслуживающим персоналом). Расчет нагрузок собственных нужд ПС и проверка загрузки существующих трансформаторов ТСН приведена в табл. 5.1 – 5.6.

Питающая и распределительная сети электроснабжения проектируемого силового электрооборудования по открытой части подстанции выполняются кабелем с изоляцией из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности в хладостойком исполнении (нг(А)-ХЛ). При прокладке в пределах зданий кабели приняты с пониженным газовым выделением (нг(А)-LS). Питающая и распределительная сеть выполняется кабелями с медными жилами.

Сечение кабелей питающей и распределительной сети выбираются по допустимому расчетному току и проверяются по допустимому отклонению напряжения, кроме того сечение кабелей проверяется по условию не возгорания в соответствии с [12].

В соответствии с [5] на подстанции для проектируемых приемников напряжением до 1 кВ с питанием от проектируемых щитов переменного тока (устанавливаемые в РЩ 220 кВ) принимается система электроснабжения и заземления типа TN-C-S.

Для обеспечения автоматического отключения питания в случае повреждения изоляции корпуса щитков, шкафов, ящиков и электрических приемников присоединяются к нулевым защитным РЕ-проводникам питающих кабелей [20,21].

В целях энергосбережения предусматривается автоматика обогрева приводов разъединителей и выключателей, устанавливаемых на ОРУ, шкафов и ящиков наружной установки в зависимости от температуры окружающего воздуха, а также автоматика электрического отопления здания РЩ 220 кВ в зависимости от температуры в помещениях.

5.1 Расчет нагрузок собственных нужд ПС и проверка загрузки существующих трансформаторов ТСН1, ТСН2 и ТСН3

Определение суммарной нагрузки собственных нужд ПС Петровск-Забайкальская после реконструкции выполняется путем суммирования

нагрузки существующих электрических приемников и нагрузки проектируемых электрических приемников, за исключением нагрузки электрических приемников демонтируемого оборудования.

Максимальная существующая нагрузка в зимний период согласно ведомости контрольных замеров за декабрь 2015г составляет:

Таблица 5.1 - Максимальная существующая нагрузка СН ПС

№ п/п	Наименование нагрузки	ТСН-1	ТСН-2	ТСН-3	$\Sigma S_{\max}$
		кВА			
1	Номинальная мощность ТСН	1000	400	400	800
2	Существующая мощность СН 0,4 кВ	95.88	262	276	633.9

Расчет нагрузки электрических приемников демонтируемого оборудования приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Расчет нагрузки электрических приемников демонтируемого оборудования ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

Наименование нагрузки		Установленная мощность			КПД η	cos φ	tg φ	Расчетная нагрузка в нормальном режиме							
		Мощность единицы	Кол- во	Общая мощность				Летний период				Зимний период			
								Коэф. спроса α	Активная мощность Рл=Р*α / η	Реактивная мощность Qл=Рл*tgφ	Полная мощность Sл=√(P²+Q²)	Коэф. спроса α	Активная мощность Рз=Р*α / η	Реактивная мощность Qз=Рз*tgφ	Полная мощность Sз=√(P²+Q²)
Демонтируемая нагрузка собственных нужд ПС															
1	Демонтируемая нагрузка ОРУ 220 кВ:														
1.1	Выключатель типа У-220:														
1.1.1	Питание приводов ШПЭ-44	4.8	3	14.4	0.85	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
1.1.2	Обогрев приводов и баков полюсов	36	3	108	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	108.00	0.00	108.00
1.2	Шкаф зажимов ТТ 220 кВ:														
1.2.1	Обогрев шкафа	0.4	7	2.8	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	2.80	0.00	2.80
1.3	Шкаф зажимов ТН 220 кВ:														
1.3.1	Обогрев шкафа	0.4	4	1.6	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	1.60	0.00	1.60
1.4	Другие ящики наружной установки на ОРУ 220 кВ:														
1.4.1	Обогрев шкафа	0.2	5	1	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	1.00	0.00	1.00
	Итого по демонтируемой нагрузке ОРУ 220 кВ:								0.00	0.00	0.00		113.40	0.00	113.40
2	Демонтируемая нагрузка ОРУ 110 кВ:														
2.1	Выключатель типа У-110:														
2.1.1	Питание приводов ШПЭ	2.3	7	16.1	0.85	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
2.1.2	Обогрев приводов и баков полюсов	12	7	84	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	84.00	0.00	84.00
2.2	Шкаф зажимов ТТ 110 кВ:														
2.2.1	Обогрев шкафа	0.3	4	1.2	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	1.20	0.00	1.20
2.3	Шкаф зажимов ТН 110 кВ:														
2.3.1	Обогрев шкафа	0.3	2	0.6	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	0.60	0.00	0.60
2.4	Ящики наружной и шкафы зажимов выключателей ОРУ 110 кВ:														
2.4.1	Обогрев шкафа	0.4	7	2.8	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	2.80	0.00	2.80
	Итого по демонтируемой нагрузке ОРУ 110 кВ:								0.00	0.00	0.00		88.60	0.00	88.60
3	Демонтируемая нагрузка открытой части ПС:														

Продолжение таблицы 5.2

3.1	Демонтируемая нагрузка рабочего освещения ОРУ:														
3.1.1	Прожекторы 250 Вт	0.25	22	5.5	1	0.92	0.43	0.6	3.30	1.41	3.59	0.8	4.40	1.87	4.78
3.1.2	Прожекторы 500 Вт	0.5	20	10	1	0.92	0.43	0.6	6.00	2.56	6.52	0.8	8.00	3.41	8.70
	Итого по демонтируемой нагрузке открытой части ПС:								9.30	3.96	10.11		12.40	5.28	13.48
4	Демонтируемая нагрузка по существующим зданиям ПС:														
4.1	Здание УТБ:														
4.1.1	Рабочее освещение здания	1.52	1	1.52	1	0.92	0.43	0.7	1.06	0.45	1.16	0.85	1.29	0.55	1.40
4.1.2	Нагрузки собственных нужд здания УТБ	30	1	30	1	0.95	0.33	0.25	7.50	2.47	7.89	0.8	24.00	7.89	25.26
	Итого по демонтируемым нагрузкам существующих зданий ПС:								8.56	2.92	9.05		25.29	8.44	26.67
Итого по демонтируемой существующей нагрузке собственных нужд пс:											19.16				242.15

Максимальная проектируемая нагрузка по смежному титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская. Установка УШР 35 кВ» в приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Максимальная нагрузка ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

№ п/п	Наименование нагрузки	ТСН-1	ТСН-2	ТСН-3	$\Sigma S_{\max}$
		кВА			
1	Номинальная мощность ТСН	1000	400	400	800
2	Мощность СН проектируемых ЭП по смежному титулу	48.01	4.03	15.44	67.5

Расчет нагрузки электрических приемников ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Расчет нагрузок, проектируемых электрических приемников ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

Наименование нагрузки		Установленная мощность			КПД η	cos φ	tg φ	Расчетная нагрузка в нормальном режиме							
		Мощность единицы	Ко л- во	Общая мощность кВт				Летний период				Зимний период			
								Коэф. спроса α	Активная мощность Р кВт	Реактивная мощность Q кВар	Полная мощность S кВА	Коэф. спроса α	Активная мощность Р кВт	Реактивная мощность Q кВар	Полная мощность S кВА
Проектируемая нагрузка собственных нужд ПС															
1	Проектируемая нагрузка ОРУ 220 кВ:														
1.1	Выключатель элегазовый баковый 220 кВ:														
1.1.1	Питание электродвигателей приводов	2	7	14	0.85	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
1.1.2	Обогрев полюсов и привода (основной)	13.18	7	92.26	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	92.26	0.00	92.26
1.1.3	Обогрев полюсов и привода	0.05	7	0.35	1	1	0.00	1	0.35	0.00	0.35	1	0.35	0.00	0.35
1.2	Разъединитель 220 кВ с 1-м ЗН:														
1.2.1	Питание эл. привода главных ножей	0.25	16	4	0.9	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
1.2.2	Питание эл. привода заземляющих ножей	0.25	16	4	0.9	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
1.2.3	Обогрев приводов (основной)	0.2	32	6.4	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	6.40	0.00	6.40
1.2.4	Обогрев приводов	0.025	32	0.8	1	1	0.00	1	0.80	0.00	0.80	1	0.80	0.00	0.80
1.3	Разъединитель 220 кВ с 2-мя ЗН:														
1.3.1	Питание эл. привода главных ножей	0.25	18	4.5	0.9	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
1.3.2	Питание эл. привода заземляющих ножей	0.25	36	9	0.9	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
1.3.3	Обогрев приводов (основной)	0.2	54	10.8	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	10.80	0.00	10.80
1.3.4	Обогрев приводов	0.025	54	1.35	1	1	0.00	1	1.35	0.00	1.35	1	1.35	0.00	1.35
1.4	Шкаф зажимов В 220 кВ:														
1.4.1	Обогрев шкафа ШЗВ-150 (основной)	0.2	14	2.8	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	2.80	0.00	2.80
1.4.2	Обогрев шкафа ШЗВ-150	0.025	14	0.35	1	1	0.00	1	0.35	0.00	0.35	1	0.35	0.00	0.35
1.5	Шкаф зажимов ТТ 220 кВ:														
1.5.1	Обогрев шкафа (основной)	0.55	8	4.4	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	4.40	0.00	4.40
1.5.2	Обогрев шкафа	0.05	8	0.4	1	1	0.00	1	0.40	0.00	0.40	1	0.40	0.00	0.40
1.6	Шкаф зажимов ТН 220 кВ:														
1.6.1	Обогрев шкафа (основной)	0.55	5	2.75	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	2.75	0.00	2.75
1.6.2	Обогрев шкафа	0.05	5	0.25	1	1	0.00	1	0.25	0.00	0.25	1	0.25	0.00	0.25
1.7	Блок управления разъединителей 220 кВ:														

1.7.1	Обогрев шкафа (основной)	0.075	30	2.25	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	2.25	0.00	2.25
1.7.2	Обогрев шкафа	0.025	30	0.75	1	1	0.00	1	0.75	0.00	0.75	1	0.75	0.00	0.75
1.8	<u>Шкаф зажимов ШЗВ около В-220:</u>														
1.8.1	Обогрев шкафа	0.6	7	4.2	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	4.20	0.00	4.20
1.9	<u>Ящики силовые наружной установки на ОРУ 220 кВ:</u>														
1.9.1	Обогрев шкафа (основной)	0.35	26	9.1	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	9.10	0.00	9.10
1.9.2	Обогрев шкафа	0.05	26	1.3	1	1	0.00	1	1.30	0.00	1.30	1	1.30	0.00	1.30
	<u>Итого по проектируемой нагрузке ОРУ 220 кВ:</u>								5.55	0.00	5.55		140.51	0.00	140.51
2	Проектируемая нагрузка ОРУ 110 кВ:														
2.1	<u>Выключатель элегазовый баковый 110 кВ:</u>														
2.1.1	Питание электродвигателей приводов	1.1	7	7.7	0.85	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
2.1.2	Обогрев полюсов и привода (основной)	5.92	7	41.44	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	41.44	0.00	41.44
2.1.3	Обогрев полюсов и привода	0.085	7	0.595	1	1	0.00	1	0.60	0.00	0.60	1	0.60	0.00	0.60
2.2	<u>Разъединитель 110 кВ с 1-м ЗН:</u>														
2.2.1	Питание эл. привода главн. ножей	0.25	22	5.5	0.9	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
2.2.2	Питание эл. привода заземляющих ножей	0.25	22	5.5	0.9	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
2.2.3	Обогрев приводов (основной)	0.2	44	8.8	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	8.80	0.00	8.80
2.2.4	Обогрев приводов	0.025	44	1.1	1	1	0.00	1	1.10	0.00	1.10	1	1.10	0.00	1.10
2.3	<u>Разъединитель 110 кВ с 2-мя ЗН:</u>														
2.3.1	Питание эл. привода главн. Ножей	0.25	15	3.75	0.9	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
2.3.2	Питание эл. привода заземляющих ножей	0.25	30	7.5	0.9	0.85	0.62	Периодическая нагрузка							
2.3.3	Обогрев приводов (основной)	0.2	45	9	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	9.00	0.00	9.00
2.3.4	Обогрев приводов	0.025	45	1.125	1	1	0.00	1	1.13	0.00	1.13	1	1.13	0.00	1.13
2.4	<u>Шкаф зажимов В 110 кВ:</u>														
2.4.1	Обогрев шкафа ШЗВ-150 (основной)	0.2	7	1.4	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	1.40	0.00	1.40
2.4.2	Обогрев шкафа ШЗВ-150	0.025	7	0.175	1	1	0.00	1	0.18	0.00	0.18	1	0.18	0.00	0.18
2.5	<u>Шкаф зажимов ШЗВ около В-110:</u>														
2.5.1	Обогрев шкафа	0.6	7	4.2	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	4.20	0.00	4.20
2.6	<u>Шкаф зажимов ТН 110 кВ:</u>														
2.6.1	Обогрев шкафа (основной)	0.55	2	1.1	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	1.10	0.00	1.10
2.6.2	Обогрев шкафа	0.05	2	0.1	1	1	0.00	1	0.10	0.00	0.10	1	0.10	0.00	0.10
2.7	<u>Блок управления разъединителей 110 кВ:</u>														

2.7.1	Обогрев шкафа (основной)	0.075	33	2.475	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	2.48	0.00	2.48
2.7.2	Обогрев шкафа	0.025	33	0.825	1	1	0.00	1	0.83	0.00	0.00	1	0.83	0.00	0.83
2.8	Ящики силовые наружной установки на ОРУ 110 кВ:														
2.8.1	Обогрев шкафа (основной)	0.35	24	8.4	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	8.40	0.00	8.40
2.8.2	Обогрев шкафа	0.05	24	1.2	1	1	0.00	1	1.20	0.00	0.00	1	1.20	0.00	1.20
	Итого по проектируемой нагрузке ОРУ 110 кВ:								5.12	0.00	5.12		81.94	0.00	81.94
3	Проектируемое освещение на открытой части ПС:														
3.1	Освещение открытой части ПС:														
3.1.1	Рабочее освещение светильниками 1000 Вт	1	3	3	1	0.95	0.33	0.6	1.80	0.59	1.89	0.8	2.40	0.79	2.53
3.1.2	Рабочее освещение светильниками 400 Вт	0.4	9	3.6	1	0.95	0.33	0.6	2.16	0.71	2.27	0.8	2.88	0.95	3.03
	Итого по проектируемому освещению открытой части ПС:								3.96	1.30	4.17		5.28	1.74	5.56
4	Нагрузка проектируемого БМЗ РЩ 220 кВ:														
4.1	Нагрузка проектируемого блочно-модульного здания ОПУ:														
4.1.1	Электрообогрев помещений	2	25	50	1	1	0.00	0	0.00	0.00	0.00	1	50.00	0.00	50.00
4.1.2	Рабочее освещение здания	0.036	40	1.44	0.85	0.96	0.29	1	1.69	0.49	1.76	1	1.69	0.49	1.76
4.1.3	Вентиляция здания	0.5	2	1	0.8	0.85	0.62	0.8	1.00	0.62	1.18	0.8	1.00	0.62	1.18
4.1.4	Система кондиционирования помещений	2	6	12	0.85	0.85	0.62	0.25	3.53	2.19	4.15	0	0.00	0.00	0.00
4.1.5	Розеточная сеть здания	0.1	20	2	0.95	0.92	0.43	0.8	1.68	0.72	1.83	0.8	1.68	0.72	1.83
	Итого по нагрузке проектируемого БМЗ РЩ 220 кВ:								7.91	4.02	8.92		54.38	1.83	54.77
5	Проектируемая нагрузка в существующем здании ОПУ:														
5.1	Проектируемые панели РЗА и АСУ ТП в сущ. здании ОПУ:														
5.1.1	Питание проектируемых шкафов АСУ ТП, РЗА и ТМ	2	1	2	1	1	0.00	1	2.00	0.00	2.00	1	2.00	0.00	2.00
5.1.2	Питание проектируемого АРМ ОП1, АРМ ОП2	0.4	2	0.8	1	0.65	1.17	0.8	0.64	0.75	0.98	0.8	0.64	0.75	0.98
5.1.3	Освещение панелей	0.1	28	2,8	1	0.92	0.43	Периодическая нагрузка							
	Итого по проектируемой нагрузке в существующем здании ОПУ:								2.64	0.75	2.98		2.64	0.75	2.98

6	Прочие проектируемые нагрузки собственных нужд ПС:														
6.1	Питание шкафов АСУ ТП, РЗА и ТМ	6,4	1	6,4	1	1	0.00	1	6,4	0.00	6,4	1	6,4	0.00	6,4
6.2	АРМ АСУ ТП и РЗА	0.8	1	0,8	1	0.65	1.17	0.8	0,64	0,75	0,98	0.8	0,64	0,75	0,98
6.3	Освещение проектируемых панелей	0.06	72	4.32	1	0.92	0.43	Периодическая нагрузка							
	<u>Итого по прочим проектируемым нагрузкам СН ПС:</u>								7.04	0.75	7.38		7.04	0.75	7.38
Итого по проектируемой нагрузке собственных нужд пс:											34.13				293.14

Проверка загрузки существующих ТСН1, ТСН2 и ТСН3 выполняется по следующему условию:

$$S_{тсн} \geq S_{расч}/K_n, \quad (5.1)$$

где $S_{тсн}$ – номинальная мощность ТСН (кВА);

$S_{расч}$ – максимальная расчетная мощность СН ПС (кВА);

K_n – коэффициент допустимой перегрузки ТСН.

Коэффициент допустимой аварийной перегрузки масляных ТСН согласно таблице В.1 СТО 56947007-29.180.01.116-2012 «Инструкция по эксплуатации трансформаторов» составляет 30% ($K_n = 1.3$), с учетом сверхнормативного срока эксплуатации ТСН свыше 30 лет [23,24].

Проверка загрузки ТСН1, ТСН2 и ТСН 3 в нормальном режиме приведен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Расчет загрузки ТСН ПС в нормальном режиме

№ п/п	Наименование нагрузки	ТСН-1	ТСН-2	ТСН-3	ΣS_{max}
		кВА			
1	Номинальная мощность ТСН	1000	400	400	800
2	Существующая мощность электрических приемников СН ПС	95.88	262	276	633.9
3	Мощность демонтируемых электрических приемников СН ПС	13.48	106.00	122.67	242.15
4	Мощность электрических приемников СН ПС, проектируемых по данному титулу	179.67	6.02	106.07	293.14
5	Мощность электрических приемников СН ПС, проектируемых по смежному титулу	48.01	4.03	15.44	67.5
6	<u>Итого:</u>	310.08	166.05	274.84	752.41
	Коэффициент загрузки ТСН, %	31.0	41.5	68.7	94.05

Проверка загрузки ТСН ПС в аварийных режимах выполняется по условию аварийного отключения одного из трех ТСН. Проектируемая нагрузка СН подключается таким образом, чтобы обеспечить равномерную загрузку двух ТСН в аварийном режиме при отключении третьего ТСН. Равномерная

загрузка ТСН обеспечивается путем выбора оптимальных схем питания потребителей СН ПС.

Проверка загрузки ТСН1, ТСН2 и ТСН 3 в аварийных режимах приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Расчет загрузки ТСН ПС в аварийных режимах

№ п/п	Наименование нагрузки	ТСН-1	ТСН-2	ТСН-3	Σ S _{мах}
		кВА			
1	Номинальная мощность ТСН	1000	400	400	800
2	Максимальная перегрузка ТСН (в аварийном режиме)	1300	520	520	1040
3	Нормальный режим работы ТСН (все ТСН в работе)	310.08	167.46	274.84	752.41
4	Аварийный режим работы ТСН-2,3 (отключение ТСН-1)	0	477.54	274.84	752.41
4.1	Загруженность ТСН, %	0.0	119.4	68.7	94.05
5	Аварийный режим работы ТСН-1,3 (отключение ТСН-2)	477.54	0	274.84	752.41
5.1	Загруженность ТСН, %	47.8	0.0	68.7	94.05
6	Аварийный режим работы ТСН-1,2 (отключение ТСН-3)	310.08	442.29	0	752.41
6.1	Загруженность ТСН, %	31.0	110.6	0.0	94.05

Таким образом, загрузка ТСН в аварийном режиме составляет 119,4 %, то есть коэффициент загрузки ТСН составляет 1,194, что не превышает допустимый коэффициент равный 1,3.

6 Кабельное хозяйство ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

Прокладка кабелей по открытой территории ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская предусматривается в проектируемых наземных железобетонных лотках и частично по существующим наземным железобетонным лоткам. Прокладка силовых кабелей 0,4 кВ и контрольных кабелей предусмотрена в отдельных кабельных лотках. Для прокладки взаимно резервируемых цепей предусматриваются разные трассы кабельных лотков.

Расположение кабельных конструкций и прокладка кабелей выполнены с учетом требований по электромагнитной совместимости в соответствии с [8].

Подвод контрольных и силовых кабелей 0,4/0,23 кВ от наземных кабельных конструкций до приводов и шкафов различного назначения предусматривается в оцинкованных монтажных коробах с крышкой.

Для обеспечения пожарной безопасности в соответствии с [16]:

- кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения (пояса) должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое с огнестойкостью и толщиной проходимой стены, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине.

- в местах прохода кабелей через строительные конструкции необходимо предусматривать их уплотнение несгораемыми материалами до обеспечения предела огнестойкости не менее EI 45.

Проектируемые силовые и контрольные кабели приняты с медными жилами с изоляцией из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности в хладостойком исполнении (нг(A)-ХЛ) для прокладки по открытой части подстанции и с пониженным газовым выделением (нг(A)-LS) для прокладки внутри зданий. Кроме того, контрольные кабели приняты экранированными [26,27].

В здании существующего ОПУ прокладка кабелей предусмотрена по

существующим кабельным конструкциям под фальшполом в проходах между рядами шкафов с размещением силовых 0,4/0,23 кВ и контрольных кабелей с разных сторон от каждого ряда шкафов. Аналогично осуществляется прокладка кабелей в здании проектируемого РЦ 220 кВ - в канале фальшпола.

7 Защита от грозовых и внутренних перенапряжений ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

Защита проектируемого оборудования от прямых ударов молнии в соответствии с [5] предусматривается при помощи существующих и проектируемых молниеотводов, совмещенных с конструкциями ОРУ и отдельно стоящих молниеотводов, совмещенных с прожекторными мачтами.

Расчет зон молниезащиты ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская выполнен по требованиям второго уровня защиты в соответствии с [10].

Молниезащита проектируемого здания РЩ 220 кВ предусматривается согласно [11] путем присоединения металлических несущих конструкций крыш к заземляющему устройству подстанции. Также здание РЩ 220 кВ размещается в зоне защиты существующих молниеприемников.

Защита проектируемого оборудования от грозовых и внутренних перенапряжений предусматривается при помощи существующих и проектируемых ограничителей перенапряжений.

Защита проектируемого и существующего оборудования ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ оборудования ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская предусматривается при помощи ограничителей перенапряжений с длительно допустимым рабочим напряжением, не менее:

- 156 кВ для ОПН 220 кВ;
- 80 кВ для ОПН 110 кВ.

Защита от перенапряжений обмоток автотрансформаторов со стороны 220 кВ и 110 кВ выполняется существующими ОПН, установленными вблизи АТ1 и АТ2.

Защита оборудования ОРУ 220 кВ выполняется путем установки проектируемых ОПН 220 кВ на сборных шинах 220 кВ.

Защита оборудования ОРУ 110 кВ выполняется путем установки проектируемых ОПН 110 кВ на сборных шинах 110 кВ [28,29].

8 Заземление. Электромагнитная совместимость ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

Реконструкция существующего ЗУ ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская предусматривается круглой сталью горячего цинкования диаметром 16 мм.

Заземление проектируемого оборудования производится путем присоединения к заземляющему устройству при помощи круглой стали горячего цинкования диаметром 16 мм.

После монтажа заземляющего устройства предусматривается проверка его параметров согласно [9].

9 Освещение ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

На ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская предусматривается реконструкция существующей системы рабочего освещения. Выполняется реконструкция системы рабочего освещения реконструируемой части ОРУ 220 кВ и вновь сооружаемого ОРУ 110 кВ [2,3].

Рабочее освещение расширяемой открытой части предусматривается светодиодными прожекторами, устанавливаемыми на прожекторных мачтах. Для установки прожекторов используются две существующие и пять вновь проектируемых прожекторных мачт. Для реконструкции системы рабочего освещения ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ необходима установка девяти прожекторов мощностью 400 Вт и три прожектора мощностью 1000 Вт.

Управление наружным рабочим освещением ПС выполняется из проектируемого здания РЩ 220 кВ и со щитков прожекторных мачт.

Светильники рабочего освещения открытой части ПС устанавливаются на прожекторных площадках, и их обслуживание осуществляется при помощи стационарной лестницы прожекторной мачты.

Расчет нормируемой освещенности на территории ПС производится в соответствии с [13]:

- для газовых реле, указателей масла, разъемных частей разъединителей, мониторов плотности газа в элегазовых выключателях - 10 лк в вертикальной плоскости;
- для выводов АТ, Т, выключателей, разъединителей, ОПН, ВЧ конденсаторов, мест управления разъединителями и выключателями - 5 лк в вертикальной плоскости;
- для основных проездов, проходов - 1 лк на земле;
- для прочих проездов, проходов - 0,5 лк на земле.

В проектируемом новом здании РЩ 220 кВ предусматривается рабочее, аварийное и ремонтное освещение.

Рабочее освещение помещений предусматривается светильниками,

соответствующими назначению помещений. В качестве источников света рабочего и аварийного освещения приняты светодиодные светильники и светильники со светодиодными лампами.

Аварийное освещение в нормальном режиме питается от сети переменного тока 380/220В, а в аварийном автоматически переключается на питание от щита собственных нужд постоянного тока.

Светильники в проектируемом здании устанавливаются на высоту не более 5 м, и их обслуживание осуществляется со стремянок.

Нормы освещенности помещений приняты согласно [13].

Питающая и распределительная сети освещения выполняются кабелем с медными жилами с изоляцией из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности в хладостойком исполнении (нг(А)-ХЛ) для прокладки по открытой части подстанции и с пониженным дымо- и газовыделением (нг(А)-LS) для прокладки внутри зданий.

Прокладка кабелей до щитков наружного освещения ПС, установленных на прожекторных мачтах, выполняется в кабельных наземных ж/б лотках, а от кабельного лотка до щитка - в металлической трубе, проложенной в земле не менее 10 м и заземленной по концам. Прокладка кабелей по прожекторной мачте от щитка до прожекторов выполняется в трубе.

Кабели сети освещения здания РЩ 220 кВ прокладываются в кабель-каналах по стенам в фальшполу по кабельным конструкциям.

10 Система оперативного постоянного тока ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

Существующая система постоянного оперативного тока (СОПТ) расположена в существующем ОПУ и состоит из одной свинцово-кислотной аккумуляторной батареи Vb 2408 емкостью 800 А·ч, состоящей из 126 элементов – 103 основных и 23 хвостовых, двух секций щита постоянного тока, двух зарядно-выпрямительных устройств (ЗВУ) типа НРТ 160.220 ХЕТ+НР 40.48 ХЕТ. Каждое ЗВУ способно обеспечивать режимы зарядки и подзарядки основных и хвостовых элементов батареи.

Существующая аккумуляторная батарея установлена в 2005 году и имеет срок службы не менее 20 лет, закрытого исполнения, мало обслуживаемая и в полной мере удовлетворяет требованиям, предъявляемым к источникам оперативного тока со значительными толчковыми нагрузками.

Согласно материалам, полученным при выполнении предпроектного обследования, существующая длительная нагрузка на АБ в рабочем режиме составляет 18 А, в аварийном режиме (с учетом работы аварийного освещения и оборудования связи) 31 А.

При выполнении расчета для проверки существующей аккумуляторной батареи учитывается нагрузка потребителей, подключаемых к СОПТ.

Подключение проектируемых нагрузок СОПТ (шкафы ШРОТ, шкафы питания ЭМБ, шкафы питания цепей ТС, шкафы гарантированного питания АСУ ТП и т.д.) предусматривается к двум секциям существующего ЩПТ. Для подключения дополнительной проектируемой нагрузки замена АБ не требуется. Расчет вновь проектируемых нагрузок СОПТ и проверка существующей АБ ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская приведена в табл. 5.1 – 5.6.

Для подключения проектируемых потребителей СОПТ выполняется установка двух проектируемых шкафов ЩПТ в существующем здании ОПУ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР рассмотрена существующая система электроснабжения ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская. В процессе исследования были предложены технические решения и даны рекомендации по проведению реконструкции ОРУ 220 кВ с переходом со схемы РУ 220 кВ 220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин» на схему 220-14 «Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и соединительными выключателями». При реализации данной реконструкции было предложено предусмотреть расширение ОРУ 220 кВ на пять ячеек:

- яч.№12 (ВЛ 500 кВ Петровск-Забайкальская-Чита (ВЛ-584);
- яч.№13 (Обходной выключатель №2);
- яч.№14 (ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская-Кижа (ВЛ-283);
- яч.№15 (Выключатель №2);
- яч.№16 (Шинные аппараты 2 сек 1СШ 220 кВ, 2 сек 2СШ 220 кВ).

Установку новых ячеек 220 кВ предполагается монтировать со стороны ОРУ 110 кВ, в связи с этим, реконструкция также затронет ОРУ 110 кВ, на котором предусмотрено использовать вновь проектируемое оборудование.

Существующее оборудование ОРУ 110 кВ будет установлено на свободные резервные ячейки, а также произойдет расширение территории ОРУ 110 кВ на две ячейки в юго-западном направлении.

При таком варианте реконструкции ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская потребуются расширение территории при организации шинных мостов для подключения автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 к шинам 110 кВ.

Выпускная квалификационная работа выполнена в соответствии с заданием на проектирование, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 56947007-29.240.30.010.-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М. ЦПТИ ОРГРЭС, 2008.
2. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. М., 1969.
3. ТМ 6297. ОРУ ПС ЕНЭС. ОРУ - 110 кВ. Типовые проектные решения. М.: Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2017.
4. ТМ 6298. ОРУ ПС ЕНЭС. ОРУ - 220 кВ. Типовые проектные решения. М.: Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2017.
5. Правила устройства электроустановок. Издание 7. [Электронный ресурс], URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 31.12.2017 г.).
6. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [Электронный ресурс]. – М. : ЦПТИ ОРГРЭС, 2015
7. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанции напряжением 6-750 кВ [Электронный ресурс].– М. : ЦПТИ ОРГРЭС, 2012
8. СТО 56947007-29.240.044-2017. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства [Электронный ресурс].– М. : ЦПТИ ОРГРЭС, 2017
9. СТО 56947007-29.130.15.105-2015. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок [Электронный ресурс].– М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2015

10. СТО 56947007-29.240.01.221-2016. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений [Электронный ресурс]. – М. : ЦПТИ ОРГРЭС, 2016

11. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ. 20014-04-13. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2014

12. Ц-02-98 (Э). О проверке кабелей на возгорание при воздействии тока короткого замыкания [Электронный ресурс].

13. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс].

14. ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции. М.: Издательство МЭИ, 1989.

15. СТО 56947007-29.240.01.195-2014. Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обеспечению [Электронный ресурс]. – М. : ЦПТИ ОРГРЭС, 2014

16. РД 34.03.604. Руководящие указания по защите персонала, обслуживающие распределительные устройства и воздушные линии электропередачи переменного тока напряжением 400, 500 и 750 кВ, от воздействия электрического поля.

17. ГОСТ 12.4.154-85. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. М.: Издательство МЭИ, 1985.

18. ГОСТ 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Издательство МЭИ, 2007.

19. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс]. – введ. 2003.06.30. М. : ЦПТИ ОРГРЭС, 2003.

20. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.
21. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. М. : Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 63 с.
22. Маньков В.Д., Заграничный С.Ф. Защитное заземление и защитное зануление электроустаново. Справочник СПб.: Политехника, 2015.
23. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов. СПб.: Петербург, 2014.
24. Завод электротехнического оборудования. Газонаполненное оборудование. ВГТ-110 (У1, УХЛ1*) Выключатель элегазовый колонковый [Электронный ресурс] URL : http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения 19.12.2017 г.).
25. Selim Koroglu. A case study on fault detection in power transformers using dissolved gas analysis and electrical test methods [Электронный ресурс] URL: http://journal.esrgroups.org/jes/papers/12_3_1.pdf (дата обращения: 05.01.2018 г.).
26. Fan Yang, Yongan Wang, Manling Dong, Xiaokuo Kou, Degui Yao, Xing Li, Bing Gao, Irfan Ullah. A cycle voltage measurement method and application in grounding grids fault location [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1929> (дата обращения 15.02.2018 г.).
27. Li Zhang, Wenfang Zhang, Jinxin Liu, Tong Zhao, Liang Zou, Xinghua Wang. A New Prediction Model for Transformer Winding Hotspot Temperature Fluctuation Based on Fuzzy Information Granulation and an Optimized Wavelet Neural Network [Электронный ресурс] [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/1998/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).
28. Carlos Javier R., Agustin Santisteban, Felix Ortiz, Cristian Olmo, Alfredo Ortiz. Evaluation of the optimal Connection of power transformers in the substations

of a hospital. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/419> (дата обращения 05.01.2018 г.).

29. Chen Wang, Jie Wu, Jianzhou Wang, Weigang Zhao. Reliability Analysis and Overload Capability Assessment of Oil-Immersed Power Transformers [Электронный ресурс], URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/43/htm> (дата обращения 01.01.2018 г.).