

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкции ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская

Студент

И.А. Терькин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Е. Бурмутаев

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

Тольятти 2020

Аннотация

В бакалаврской работе рассматривается понизительная электрическая подстанция филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - «МЭС Сибири» Забайкальского предприятия магистральных электрических сетей (далее по тексту ПМЭС) – «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ. Объект бакалаврской работы – электрическая часть подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ в разрезе классов напряжений 220 кВ и 110 кВ.

В бакалаврской работе, на основании расчетов перетоков мощностей через энергосистему Забайкальского края и через подстанцию «Петровск-Забайкальская», выполненных АО «СО ЕЭС», произведена оценка существующей главной электрической схемы и компоновки открытых распределительных устройств (далее по тексту ОРУ) 220 кВ и 110 кВ подстанции, а также оценка существующего состояния электрооборудования.

По результатам проведенной оценки главной электрической схемы и компоновки ОРУ 220 кВ и 110 кВ подстанции, и электрооборудования, а также с учетом расчетов АО «СО ЕЭС», принято решение об изменении главной электрической схемы по стороне 220 кВ. В соответствии с данным решением, подверглась изменениям компоновка ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, а также заменена часть электрооборудования ОРУ 220 кВ и все электрооборудование ОРУ 110 кВ (в рамках реконструируемых ячеек). Дополнительно проверены трансформаторы собственных нужд подстанции. В завершение, приведены основные требования по вновь сооружаемым кабельным линиям, по дополнительно выполняемому заземлению и молниезащите, по организации освещения, а также требования по организации системы постоянного оперативного тока подстанции.

Бакалаврская работа включает в себя 61 страницу текста и графические материалы, выполненные на 6 чертежах формата А1. Содержание бакалаврской работы включает в себя 1 рисунок, 7 таблиц, 26 библиографических источников.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткое описание и характеристика подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ	8
2 Главная электрическая схема подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ	12
3 Решения по конструктивным изменениям на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ	15
3.1 Общее описание конструктивных изменений.....	15
3.2 Детализированное описание конструктивных изменений	17
3.2.1 Первый этап мероприятий по конструктивным изменениям.....	17
3.2.2 Второй этап мероприятий по конструктивным изменениям	18
3.2.3 Третий этап мероприятий по конструктивным изменениям.....	20
3.2.4 Четвертый этап мероприятий по конструктивным изменениям	21
4 Электрооборудование ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ. Выбор и проверка.....	23
4.1 Общие сведения в выборе электрооборудования.....	23
4.2 Выбор электрооборудования 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ	24
4.2.1 Выбор высоковольтного выключателя 220 кВ	24
4.2.2 Выбор разъединителя 220 кВ.....	29
4.2.3 Выбор трансформатора тока 220 кВ	30
4.3 Выбор электрооборудования 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ	31
4.3.1 Выбор высоковольтного выключателя 110 кВ	31
4.3.2 Выбор разъединителя 110 кВ.....	32
4.4 Выбор и проверка ошиновки 220 кВ и 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.....	33
4.4.1 Выбор ошиновки 220 кВ	33

4.4.2 Выбор ошиновки 110 кВ	37
4.5 Расчет количества изоляторов гирлянд ОРУ220 кВ и ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.....	40
5 Система собственных нужд подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ	43
5.1 Проверка загрузки трансформаторов собственных нужд подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.....	45
6 Кабельное хозяйство подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ	48
7 Освещение подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ	50
8 Система оперативного постоянного тока подстанции «Петровск- Забайкальская» 220/110/35 кВ	52
9 Заземление подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ. Обеспечение электромагнитной совместимости	53
10 Молниезащита подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ	55
Заключение	57
Список используемых источников.....	58

Введение

Забайкальский край это субъект Российской Федерации (далее по тексту РФ), являющий территориально-административной единицей Дальневосточного федерального округа и занимающий по площади 12-е место в РФ [20]. Сам Забайкальский край, административно разделяется на 30 территорий (районов). В одном из таких районов, а именно в Петровско-Забайкальском районе и расположена подстанция «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

Доля городского населения Забайкальского края, в соответствии с официальными статистическими данными, составляет около 70 % или 1,0597 млн. человек [1].

Основу экономики Забайкальского края составляет добыча полезных ископаемых, металлургия, машиностроение, пищевая промышленность, а также производство, передача и распределение электроэнергии. Из представленных отраслей, лидирующие позиции занимает добыча полезных ископаемых - 58 %, следом идет электроэнергетическая отрасль – 23 %, далее все остальное.

На территории Забайкальского края реализуются такие энергоемкие и финансово-затратные инвестиционные проекты как «освоение Быстринского полиметаллического месторождения» [1], а также «освоение Удоканского золоторудного и медорудного месторождения «Наседкино» [1].

За последние пять лет, в период с 2015 по 2019 гг., в Забайкальском крае наблюдается положительная динамика электропотребления и рост значения максимума потребляемой мощности [1].

Среди потребителей электроэнергии Забайкальского края, можно выделить особо крупных, таких как уранодобывающее предприятие ПАО «Приаргунское производственное горно-химическое объединение», горно-разведывательный комбинат ООО «ГРК Быстринское», горно-металлургический комбинат ООО «Байкальская горная компания», ПАО

«Российские железные дороги», оборонно-промышленный комплекс РФ, а также население Забайкальского края [1].

Несмотря на значительную роль добычи полезных ископаемых в экономике Забайкальского края, доля добычи полезных ископаемых в электропотреблении составляет 14,3 % (ПАО «ППГХО», ООО «ГРК Быстринское»). В то время как доля, в электропотреблении, отрасли транспорта и связи, составляет 39,3 % (ПАО «РЖД»). Последним в электропотреблении выступает население Забайкальского края, доля которого составляет 11,1 % [1].

В соответствии с расчетом прогнозного перспективного спроса на электроэнергию, в период 2019 – 2025 гг., выполненного АО «Системный оператор единой энергетической системы» (далее по тексту АО «СО ЕЭС»), потребление электроэнергии в Забайкальском крае увеличится на 8% с 8233 млн. кВт·ч до 8909 млн. кВт·ч, а максимум нагрузки увеличится на 10 % с 1331 МВт до 1468 МВт [1]. Рост электропотребления и максимума нагрузки связан с реализацией ряда инвестиционных проектов по добыче полезных ископаемых.

По причине, связанной с необходимостью транспортировки готовой продукции, производимой предприятиями по добыче полезных ископаемых, каждый год все более возрастает электропотребление транспортного и энергетического сектора.

В целях удовлетворения необходимого спроса на электроэнергию, с высокой степенью безопасности и надежности электроснабжения, возрастает значимость в обеспечении достаточной пропускной способности магистральных электрических сетей напряжением 220 кВ.

Согласно результатам расчета балансов активной мощности, выполненным АО «СО ЕЭС», на прогнозный период 2019 – 2025 гг., была выявлена дефицитность Забайкальской энергосистемы. Дефицит мощности покрывается благодаря перетокам из других энергосистем. В данном случае дефицит покрывается перетоком из Бурятской энергосистемы в

энергосистему Забайкальского края. Связующим звеном является подстанция «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, находящаяся на стыке энергосистем, по шинам 220 кВ которой и осуществляется переток мощности.

На 2019 год, значение максимально допустимого перетока мощности составляло 275 МВт. Прогнозируемое значение перетока мощности, рассчитанное АО «СО ЕЭС», значительно превышает существующее и равно 320 МВт, и далее только увеличивается.

В обозначенных условиях остро встает вопрос об обеспечении необходимой пропускной способности подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, путем проведения мероприятий по реконструкции.

Цель настоящей бакалаврской работы – увеличение пропускной способности, повышение надежности электроснабжения потребителей подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, а также обеспечение устойчивой работы Забайкальской энергосистемы.

Реализовать обозначенные цели возможно путем решения следующих основных задач:

- анализ существующей главной электрической схемы, компоновки ОРУ 220 кВ и 110 кВ, а также анализ существующего электрооборудования подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, с учетом расчетов перетоков мощности, выполненных АО «СО ЕЭС»;

- определение, на основании анализа, основных технических мероприятий по реконструкции подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ;

- реализация технических мероприятий по реконструкции подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, при помощи проведения технических расчетов и теоретических обоснований.

1 Краткое описание и характеристика подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

«Петровск-Забайкальская» подстанция 220/110/35 кВ располагается в Забайкальском крае, который находится в дальневосточной части РФ. Адрес подстанции: Забайкальский край, северо-западная часть г.о. города Петровск-Забайкальский, пригород Долина, район Родькина Падь, ул. Энергетиков 1. Координаты подстанции: 51.307733, 108.858547. На рисунке 1 представлено расположение подстанции относительно г.о. города Петровск-Забайкальский.

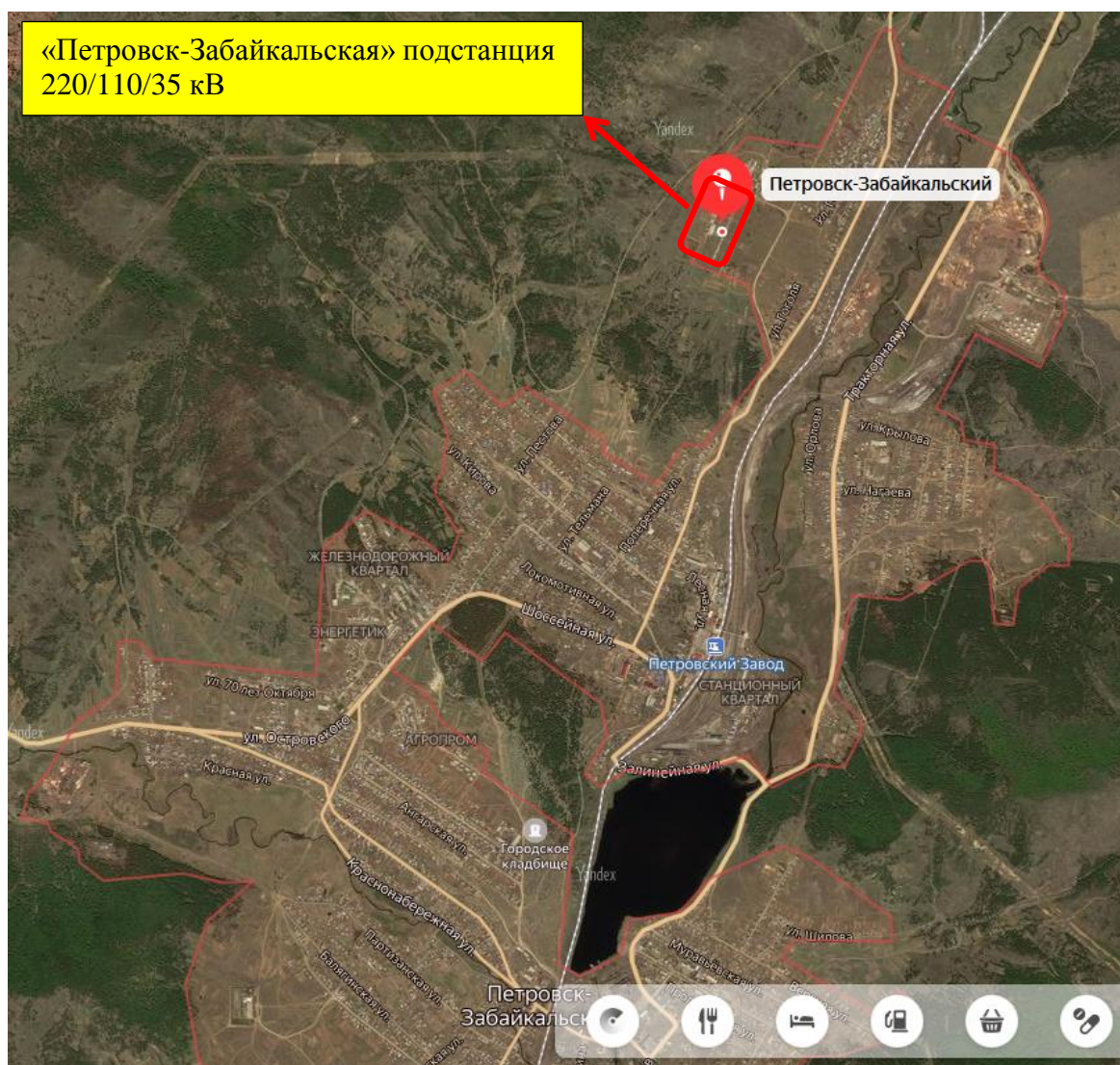


Рисунок 1 – Расположение подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35

Подстанция «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ относится к филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - «МЭС Сибири» Забайкальское ПМЭС. Обслуживание осуществляет оперативный персонал Забайкальского ПМЭС, который находится на постоянном дежурстве на подстанции.

Основное назначение подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ – транзит мощности между Бурятской и Забайкальской энергосистемами, а также обеспечение электроснабжением Петровск-Забайкальского района и Красночикойского района Забайкальского края. Объекты транссибирской железнодорожной магистрали также получают питание от данной подстанции.

Подстанция «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, в соответствии с ПУЭ [12], обеспечивает электроэнергией потребителей первой, второй и третьей категории по надежности электроснабжения

Подстанция «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ введена в эксплуатацию в 1986 г. и функционирует на протяжении 34-х лет.

В соответствии с общепринятой классификацией подстанций, по месту и способу присоединения к электрической сети, «Петровск-Забайкальская» подстанция 220/110/35 кВ относится к типу «узловая» [23].

На подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ функционируют два силовых трехфазных автотрансформатора: АТ-1 типа АТДЦТН-63000/220/110/35 кВА и АТ-2 АТДЦТН-63000/220/110/35 кВА. Установленная мощность подстанции составляет 126 МВА.

ОРУ 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ выполнено по типовой схеме № 220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин» [15].

ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ выполнено по типовой схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин» [15].

ОРУ 35 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ выполнено по типовой схеме № 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» [15].

К ОРУ 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ подключено семь воздушных линий (далее по тексту ВЛ):

- ВЛ 220 кВ «Гусиноозерская ГРЭС» - «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» (ВЛ-583);

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Чита» (ВЛ-584);

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Новоильинск» (ВЛ 282; ВЛ-284);

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Кижа» (ВЛ-283);

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Бада» (ВЛ-285);

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Тарбагатай» (ВЛ-286);

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Саган-Нур» (ВЛ-262).

К ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ подключены три ВЛ:

- ВЛ 110 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 110 кВ «Метизы I» (ВЛ-53);

- ВЛ 110 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 110 кВ «Метизы II» (ВЛ-54);

- ВЛ 110 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 110 кВ «Малета» (ВЛ-52).

К ОРУ 35 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ подключены четыре ВЛ:

- ВЛ 35 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 35 кВ «РПБ-2» (ВЛ-601);

- ВЛ 35 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 35 кВ «РПБ-2» (ВЛ-602);

- ВЛ 35 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 35 кВ «№4» (ВЛ-140);

- ВЛ 35 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 35 кВ «№5» (ВЛ-141).

Система собственных нужд подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ получает питание от трёх трансформаторов собственных нужд ТСН-1 (ТМ-1000/35/04 кВА), ТСН-2 и ТСН-3 (ТМ-400/35/04 кВА), которые подключены к секциям шин ОРУ 35 кВ. Род тока – переменный ток.

Система оперативного тока подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ получает питание от аккумуляторной батареи, состоящей из 126-ти элементов, двух зарядно-выпрямительных устройств и щита постоянного тока. Род тока – постоянный.

Молниезащита подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ выполнена существующими молниеотводами: отдельностоящими и порталными. Грозовая активность региона расположения подстанции - от 40 до 60 часов в год.

«Петровск-Забайкальская» подстанция 220/110/35 кВ включена в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» по реконструкции объектов электросетевого хозяйства.

2 Главная электрическая схема подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

В соответствии с расчетами, выполненными АО «СО ЕЭС», максимально допустимый переток мощности через подстанцию «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, в перспективе на 2019 – 2025 гг., составляет 320 МВт, что значительно превышает существующее значение максимально допустимого перетока 275 МВт [1].

При введении секционирования шин 220 кВ в совокупности с вводом средств противоаварийной автоматики, появляются новые расчетные условия, согласно которым увеличение значения максимально допустимого перетока возможно до величины 464 МВт [1]. АО «СО ЕЭС» также произвел расчеты при обозначенных расчетных условиях [1].

Расчет значений максимально допустимых перетоков производился АО «СО ЕЭС» в программном комплексе «RastrWin-3», который специализирован на расчете и анализе установившихся режимов энергосистем. Данный программный комплекс является платным программным обеспечением, разработанным Екатеринбургским фондом «Фонд им. Д.А. Арзамасцева» [22]. В связи с вышеобозначенными обстоятельствами, в настоящей бакалаврской работе представлены только результаты расчетов, на основании которых происходит принятие решений [1].

Увеличение значения максимально допустимого перетока мощности через подстанцию «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, возможно только при изменении главной электрической схемы 220 кВ, путем введения секционирования шин 220 кВ.

На основании результатов расчетов, выполненных АО «СО ЕЭС», и в соответствии с рекомендациями и указаниями [15, 13], существующая схема ОРУ 220 кВ № 220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин» [15] заменяется на схему № 220-14 «Две рабочие, секционированные

выключателями, и обходная системы шин с двумя обходными и шиносоединительными выключателями» [15]. В соответствии с [13], схема № 220-14 является следующим этапом развития схемы № 220-13.

В сравнении со схемой № 220-13Н, схема № 220-14 требует больше отчуждаемых земельных площадей под строительство, ориентировочно на 20-30 %. По обозначенной причине, данная схема является одной из финансово-затратных, по части конструктивной реализации. Дороговизна схемы покрывается её более высокой надежностью, за счет применения секционирования сборных шин, что исключает полное погашение электрической схемы 220 кВ при отказе шиносоединительного выключателя. Но гарантии абсолютной надежности нет ни у одной из схем и полное погашение схемы 220 кВ, при определенных условиях, все также возможно [13].

Изменение схемы на напряжении 220 кВ потребует значительных конструктивно-планировочных изменений, ввиду необходимости дополнительного монтажа пяти новых ячеек:

- ячейка шиносоединительного выключателя ШСВ-2-220;
- ячейка обходного выключателя ОВ-2-220;
- ячейки отходящих линий ВЛ-5841 и ВЛ-283 (2 шт.);
- ячейка шинных аппаратов (трансформаторы напряжения и ОПН).

Ограниченность, выделенной под территорию ОРУ 220 кВ земельных площадей, и отсутствие запроектированных резервных ячеек, приводит к необходимости расширения, путем внутриподстанционных конструктивных и схемных перестановок.

Единственно возможное решение для реализации запланированного расширения ОРУ 220 кВ, это освобождение юго-восточной стороны ОРУ 110 кВ от большей части ячеек. Существующие ячейки 110 кВ будут перемещены на места, выделенные под резерв. ОРУ 110 кВ будет также расширено на три ячейки на юго-запад. Схема ОРУ 110 кВ при этом не будет подвергаться изменениям. На освобожденное место, на ОРУ 110 кВ, будут

установлены пять новых ячеек 220 кВ.

Завершающей частью изменения схемы 220 кВ будет являться переподключение следующих ВЛ 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Новоильинск» (ВЛ 282; ВЛ-284);

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Кижа» (ВЛ-283);

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Тарбагатай» (ВЛ-286);

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Чита» (ВЛ-584).

Принятые решения по секционированию шин 220 кВ и изменению электрической схемы 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, позволят в значительной степени повысить эффективность работы и увеличат пропускную способность подстанции, что, как следствие, повысит надежность электроснабжения потребителей «Петровск-Забайкальской» подстанции 220/110/35 кВ.

Секционирование шин 220 кВ позволит увеличить максимально допустимый переток мощности до величины равной 464 МВт, что на 189 МВт больше существующего максимально допустимого перетока (275 МВт). В процентном выражении, максимально допустимый переток будет увеличен на 74 %.

Также, реализация мероприятий по секционированию шин 220 кВ, обеспечит возможность для подключения к подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ новых потребителей, в частности, это «Транссибирская железнодорожная магистраль», для которой появятся необходимые для развития условия.

3 Решения по конструктивным изменениям на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

3.1 Общее описание конструктивных изменений

Как уже было сказано в п. 2 настоящей бакалаврской работы, ОРУ 220 кВ не имеет резервных мест для расширения в какую-либо из сторон. В то время как ОРУ 110 кВ имеет, запроектированные ранее, резервные ячейки и место для расширения в юго-западном направлении.

В данном пункте настоящей бакалаврской работы, будут подробно рассмотрены конструктивные решения по высвобождению территории в пределах подстанции, в целях расширения ОРУ 220 кВ.

Конечная цель конструктивных изменений ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ состоит в строительстве следующих дополнительных ячеек ОРУ 220 кВ:

- ячейка шиносоединительного выключателя ШСВ-2-220;
- ячейка обходного выключателя ОВ-2-220;
- ячейки отходящих линий ВЛ-584 и ВЛ-283 (2 шт.);
- ячейка шинных аппаратов (трансформаторы напряжения и ОПН).

Указанные дополнительные пять ячеек ОРУ 220 кВ планируются для строительства на территории существующего ОРУ 110 кВ (юго-восточная часть ОРУ 110 кВ). Установленное в настоящий момент, на указанной территории ОРУ 110 кВ, электрооборудование, будет перемещено на места резервных ячеек, а также на три, вновь строящиеся, в юго-западном направлении ОРУ 110 кВ, ячейки.

При строительстве новых ячеек ОРУ 110 кВ и переустройстве существующих, будет использовано новейшее электрооборудование. Это связано с тем, что подавляющее большинство электрооборудования ОРУ 110 кВ устарело физически и морально. Электрооборудование ОРУ 220 кВ заменяется частично, ввиду того, что большинство электрооборудования ОРУ 220 кВ ранее уже было заменено на современные аналоги.

В завершение, для подключения вновь выстроенного ОРУ 110 кВ, необходимо будет реорганизовать существующие шинные мосты от вводов 110 кВ силовых трансформаторов до вводных ячеек ОРУ 110 кВ. Для этого потребуется отчуждение дополнительных земельных площадей.

Столь масштабные конструктивные изменения потребуют реконструкции существующих цепей вторичной коммутации, цепей защит, автоматики, сигнализации, управления. Также необходимо будет организовать новые цепи. В рамках обозначенного, потребуется выполнить следующее:

- выполнить установку новой панели управления;
- выполнить установку нового шкафа центральной сигнализации;
- выполнить установку новых шкафов релейной защиты и автоматики;
- выполнить установку новых шкафов противоаварийной автоматики;
- выполнить установку новых шкафов автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее по тексту АСУ ТП) нижнего и среднего уровней;
- выполнить установку новых шкафов регистраторов аварийных событий;
- выполнить установку новых шкафов распределения оперативного тока;
- выполнить установку новых панелей щита собственных нужд и щита постоянного тока.

Ввиду значительного количества новых шкафов, а также ввиду необходимости в сохранении существующих шкафов, требуется реорганизовать общеподстанционный пункт управления (далее по тексту ОПУ) и выделить новые площади под шкафы. Такой возможности в существующем здании ОПУ нет. В связи с этим предусматривается строительство на территории подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ блочно-модульного здания высокой заводской готовности РЩ 220 кВ (релейный щит) в котором будут установлены новые шкафы и панели.

При этом автоматизированное рабочее место АСУ ТП будет размещено в здании ОПУ.

В соответствии с [11], компоновка ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ производится с учетом следующих типовых решений:

- все электрооборудование распределительных устройств размещается на одном высотном уровне;

- при размещении электрооборудования учитывают необходимость в сохранении внутриплощадочных дорог достаточного габарита, для свободного проезда грузовых и рабочих автомашин, механизмов;

- строительные элементы конструкции электрооборудования подлежат максимальной унификации и должны соблюдать минимальные необходимые расстояния от токоведущих частей согласно ПУЭ [12], с учетом существующих стрел провеса проводов ВЛ и проложенных рядом наземных кабельных лотков.

3.2 Детализированное описание конструктивных изменений

Масштабность принятых решений по реконструкции ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ не позволяет выполнить все работы одновременно за один этап.

В целях сохранения максимально возможного числа потребителей в работе, необходимо производить поэтапную реконструкцию с учетом допустимого графика отключений присоединений, определяемого АО «СО ЕЭС» в соответствии с режимными соображениями.

В настоящей бакалаврской работе выдвинуто предложение по возможному варианту проведения конструктивных изменений.

3.2.1 Первый этап мероприятий по конструктивным изменениям

На данном этапе необходимо выполнить максимально число подготовительных мероприятий по подготовке ОРУ 220 кВ к предстоящим изменениям. Далее по порядку.

Сначала, в целях дальнейшего строительства здания РЩ 220 кВ, выполняется демонтаж и перенос на новое место, части существующего электрооборудования ячейки № 5 секции шин № 2 ОРУ 220 кВ комплектно с порталом и кабельными лотками в ячейку № 4а.

Перечень демонтируемого и переносимого электрооборудования:

- разъединитель РНДЗ-2-220/1000 (ШР-ТН-220-2);
- трансформаторы напряжения НКФ-220-58 УХЛ1 (ТН-220-2 и ТН-220-4);
- ограничитель перенапряжения ОПН-220/146-10/450(II) 2УХЛ1 (ОПН-ТН-220-2,4).

Далее производится монтаж здания РЩ 220 кВ блочно-модульного типа с шкафами РЗиА, АСУ ТП и ПА, панелями ЩСН и ЩПТ. Предварительно, перед производством работ по монтажу здания РЩ 220 кВ, выполняется демонтаж ограждения ОРУ 220 кВ с дальнейшим монтажом на новое место (смещение).

В завершение первого этапа, производится замена части электрооборудования и ошиновки ячеек № 1, № 2 и новая установка в ячейке № 11 ОРУ 220 кВ.

Перечень заменяемого и вновь устанавливаемого электрооборудования:

- замена трансформаторов тока ТГФ-220 2000/5 А 0,2/0,2 (ТТ-583) ячеек № 1 (ВЛ-583) и № 2 (ТТ-262, ВЛ-262);
- установка выносных трансформаторов тока ТГФ-220 2000/5 А 0,2/0,2 (ТТ-285) ячейки № 11 (ВЛ-285);
- замена гибкой ошиновки ячеек № 1, №2, №11 АС 300/66;
- замена шинных опор 220 кВ ШО-220 кВ.

3.2.2 Второй этап мероприятий по конструктивным изменениям

На данном этапе выполняется перенос ОРУ 110 кВ в юго-западном направлении для высвобождения территории под строительство ячеек ОРУ 220 кВ. Для этого демонтируемые ячейки ОРУ 110 кВ сооружаются на месте

существующих резервных ячеек и осуществляется переустройство существующих ячеек, также производится строительство трех новых ячеек. Дополнительно выполняется переустройство шинного моста 110 кВ. Далее по порядку.

Сначала производится строительство трех новых ячеек ОРУ 110 кВ, ячеек № 5, № 6, № 7 (нумерация ячеек соответствует нумерации после реконструкции, в данном случае) на свободной территории. При этом потребители ОРУ 110 кВ не отключаются.

После строительства новых ячеек ОРУ 110 кВ производится демонтаж существующих ячеек ОРУ 110 кВ № 1 – 8 и последующий монтаж, на местах резервных ячеек № 9 (№ 1), № 12 (№ 4), монтаж на местах рабочих ячеек № 10 (№ 2) и № 11 (№ 3) с их переустройством под новое предназначение, монтаж на месте новых ячеек №13 (№ 5), № 14 (№ 6), № 7. Также выполняется демонтаж существующих шинных мостов 110 кВ от трансформаторов до вводных ячеек ОРУ 110 кВ № 1 и № 3.

Производится монтаж нового шинного моста 110 кВ от трансформаторов до вводных ячеек ОРУ 110 кВ № 9 (№ 1) и № 12 (№ 4). Для строительства нового шинного моста строятся новые порталы для подвеса проводов. Под трассу нового шинного моста 110 кВ отводится дополнительная земельная площадь – 999 м², примыкающая с западной стороны к существующему ограждению подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

После полного перемещения ОРУ 110 кВ в юго-западном направлении выполняется перевод существующих ВЛ 110 кВ на новые ячейки:

- ВЛ 110 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 110 кВ «Малета» (ВЛ-52) из ячейки № 11 переводится в ячейку № 13 (№ 5);
- ВЛ 110 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 110 кВ «Метизы I» (ВЛ-53) из ячейки № 5 переводится в ячейку № 11 (№ 3);
- ВЛ 110 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 110 кВ «Метизы II» (ВЛ-54) из ячейки № 6 переводится в ячейку № 14 (№ 6).

По завершению производится монтаж, на территории ОРУ 110 кВ, новых трех прожекторных мачт, которые совмещены с функцией молниеотвода.

3.2.3 Третий этап мероприятий по конструктивным изменениям

На данном этапе выполняется строительство пяти новых ячеек ОРУ 220 кВ на территории, освобожденной от ячеек ОРУ 110 кВ. Производится замена электрооборудования части ячеек ОРУ 220 кВ и переустройство части ячеек под новое предназначение. Заменяется сборная ошиновка первой, второй и обходной секций шин в пределах ячеек № 7 – 11 ОРУ 220 кВ. Производится перезавод ВЛ 220 кВ на новые ячейки и реконструированные ячейки. Далее по порядку.

Сначала производится строительство, на высвободившейся от ОРУ 110 кВ территории, ячеек ОРУ 220 кВ № 12, № 13, № 14, № 15, № 16, таким образом ОРУ 220 кВ расширяется в юго-западном направлении.

Далее производится замена части электрооборудования и ошиновки ячеек № 5, № 9 и новая установка в ячейках № 9 и № 10 ОРУ 220 кВ.

Перечень заменяемого и вновь устанавливаемого электрооборудования:

- замена трансформаторов тока ТГФ-220 2000/5 А 0,2/0,2 (ТТ-286) ячейки № 5 (ВЛ-286);

- замена разъединителя РНДЗ-1-220/1000 (ОР-220-АТ-2), трансформаторов тока ТФЗМ-220 1200/5А 0,2/0,2 (ТТ В-220-АТ-2), ячейки № 9 (АТ-2);

- установка трансформатора напряжения НАМИ 220 (ТНО-2-220 ф. В) в ячейке № 9 (АТ-2);

- установка трансформаторов тока ТФЗМ-220 1200/5А 0,2/0,2 (ТТ-284), ячейки № 10 (ВЛ-282-284);

- замена гибкой ошиновки ячеек № 5, № 8, №9, №10 АС 300/66.

Ячейка № 8 ОРУ 220 кВ полностью переустраивается из ячейки шиносоединительного выключателя ШСВ-220 в ячейку секционного

выключателя СВ-1-220. При переустройстве происходит полная замена электрооборудования ячейки № 8.

Гибкая ошиновка первой, второй и обходной секций шин полностью заменяется в пределах ячеек № 7 – 11 на провод 2хАС 300/39.

В завершение выполняется перевод существующих ВЛ 220 кВ на новые ячейки:

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Чита» (ВЛ-584) из ячейки № 5 переводится в ячейку № 12;

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Кижа» (ВЛ-283) из ячейки № 4 переводится в ячейку № 14;

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Новоильинск» (ВЛ 282; ВЛ-284) переподключается на существующую ячейку № 6;

- ВЛ 220 кВ «ПС 220 кВ Петровск-Забайкальская» - ПС 220 кВ «Тарбагатай» (ВЛ-286) из ячейки № 10 переводится в 5-ю ячейку.

3.2.4 Четвертый этап мероприятий по конструктивным изменениям

На данном этапе выполняется переустройство ячеек № 3, № 4, № 6, № 7. Выполняются завершающие работы в ячейка № 3, № 4а, № 6. Заменяется гибкая ошиновка первой, второй и обходной секций шин в пределах ячеек № 1 – 7. Далее по порядку.

Ячейка № 3 ОРУ 220 кВ полностью переустраивается из ячейки отходящей ВЛ-282-284 в ячейку обходного выключателя ОВ-1-220. При переустройстве происходит полная замена электрооборудования ячейки № 3 за исключением выключателя.

Ячейка № 4 ОРУ 220 кВ полностью переустраивается из ячейки отходящей ВЛ-283 в ячейку шиносоединительного выключателя ШСВ-1-220. При переустройстве происходит полная замена электрооборудования ячейки № 4.

Ячейка № 6 ОРУ 220 кВ полностью переустраивается из ячейки

обходного выключателя ОВ-220 в ячейку автотрансформатора АТ-1. При переустройстве происходит частичная замена электрооборудования ячейки № 6 и установка нового электрооборудования.

Перечень заменяемого и вновь устанавливаемого электрооборудования ячейки № 6:

- замена трансформаторов тока ТГФ-220 2000/5 А 0,2/0,2 (ТТ-В-220-АТ-1);

- установка разъединителя РНДЗ-1-220/1000 (ТР-220-АТ-1).

Ячейка № 7 ОРУ 220 кВ полностью переустанавливается из ячейки автотрансформатора АТ-1 в ячейку секционного выключателя СВ-2-220. При переустройстве происходит полная замена электрооборудования ячейки № 7.

После проведения переустройств ячеек № 3, № 4, № 6, № 7 выполняются следующие завершающие работы:

- демонтаж из ячейки № 4а электрооборудования, смонтированного на первом этапе (ШР-ТН-220-2, ТН-220-2, ТН-220-4, ОПН-ТН-220-2,4), и монтаж на их месте ОПН и трансформатора напряжения (ТН1-220-2, ОПН-ТН1-220-2);

- демонтаж из ячейки № 6 разъединителя РНДЗ-2-220/1000 (ШР-ТН-220-1), трансформатора напряжения НКФ-220-58 УХЛ1 (ТН-220-1), ограничителя перенапряжений ОПН-220/146-10/450(II) 2УХЛ1 (ОПН-ТН-220-1) и их монтаж в ячейку № 3, за исключением разъединителя, под диспетчерскими номерами ТН1-220-1, ОПН-ТН1-220-1.

Гибкая ошиновка первой, второй и обходной секций шин полностью заменяется в пределах ячеек № 1 – 7 на провод 2хАС 300/39.

Далее, в п. 4 настоящей бакалаврской работы, произведен выбор и проверка, заменяемого на ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, электрооборудования.

4 Электрооборудование ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ. Выбор и проверка

4.1 Общие сведения в выборе электрооборудования

В соответствии с [11, б], планируемое к установке на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ электрооборудование необходимо проверить по ряду условий. Причем для каждого отдельного электрооборудования характерен индивидуальный набор проверяемых условий (идентичные наборы также возможны).

Основные проверяемые условия представлены далее:

- номинальный рабочий ток, А;
- номинальное напряжение, кВ;
- номинальный ток отключения, кА;
- длительно допустимый ток, А;
- ток термической стойкости, кА;
- ток электродинамической стойкости, кА;
- стойкость к сквозным токам короткого замыкания, кА.

Согласно данным, предоставленным АО «СО ЕЭС», значения тока короткого замыкания на шинах 220 кВ, в перспективе на 2025 г., составляет 7230 А, а на шинах 110 кВ - 2670 А [1].

Расчет токов короткого замыкания выполнялся в программном комплексе расчета и анализа установившихся режимов энергосистем «RastrWin-3» с помощью встроенного программного комплекса «RastrKZ». Как уже говорилось ранее, программный комплекс является платным, в связи с этим в бакалаврской работе могут быть представлены только результаты. [22].

Все расчеты по программному комплексу «RastrKZ» выполняются в полном соответствии с «Руководящими указаниями по расчету токов

короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98» [14].

Также, согласно данным, предоставленным АО «СО ЕЭС», наибольший расчетный ток для вводных и секционных ячеек принимается на уровне 946 А, а наибольший расчетный ток для присоединений принимается на уровне 916 А. Расчетные данные также получены в программном комплексе «RastrWin-3» [1].

Методика проверки электрооборудования, применяемые формулы и расчетные условия, взяты из [6].

4.2 Выбор электрооборудования 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

4.2.1 Выбор высоковольтного выключателя 220 кВ

Для установки на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ и дальнейшей проверки, выбираем высоковольтный элегазовый баковый выключатель типа DT1-245 производства «General Electric Grid Solution» [19].

«Проверка электрооборудования на соответствие по номинальному напряжению, производится по следующему выражению:

$$U_c \leq U_n, \quad (1)$$

где U_c – напряжение сети, равное 220 кВ;

U_n – номинальное напряжение электрооборудования, равное 245 кВ» [6, 19].

$$220 \text{ кВ} \leq 245 \text{ кВ}.$$

«Проверка электрооборудования на соответствие по номинальному току, производится по следующему выражению:

$$I_{\max. \text{раб}i} \leq I_{\text{н}i}, \quad (2)$$

где $I_{\max. \text{раб}i}$ – максимальное значение рабочего тока вводных и секционных выключателей, равное 946 А [1];

$I_{\max. \text{раб}i}$ – максимальное значение рабочего тока для выключателей присоединения, равное 916 А [1];

$I_{\text{н}i}$ – номинальный ток электрооборудования ячейки ввода и секционной ячейки, равный 2000 А [19];

$I_{\text{н}i}$ – номинальный ток электрооборудования ячейки присоединения, равный 1000 А [6, 19].

С учетом перспективного роста нагрузки подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, выбран номинальный ток выключателей вводных и секционных ячеек равный 2000 А, а для ячеек присоединений будет достаточно 1000 А [19]. Проведем проверку по формуле (2):

$$916 \text{ А} \leq 1000 \text{ А},$$

$$946 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}.$$

«Проверка электрооборудования на соответствие по номинальному току отключения, производится по следующему выражению:

$$I_{\text{К}3i} \leq I_{\text{ном.откл}i}, \quad (3)$$

где $I_{\text{К}3}$ – ток короткого замыкания на шинах 220 кВ подстанции, равный 7230 А [1];

$I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения электрооборудования электрооборудования, равный 31500 А [6, 19].

$$7230 \text{ А} \leq 31500 \text{ А}.$$

«Проверка электрооборудования по способности к отключению аperiodической составляющей тока короткого замыкания производится по следующему выражению:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{ном}}, \quad (4)$$

где $i_{a,\tau}$ – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания, кА;

$i_{a.\text{ном}}$ – значение номинальной аperiodической составляющей тока короткого замыкания для электрооборудования, кА» [6].

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.з.}} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (5)$$

где τ – временной интервал, составляющий сумму из времени действия релейной защиты (0,05 с) и собственного времени отключения выключателя (0,035 с), равный 0,085с [6, 19];

T_a – постоянная времени затухания для сети 220 кВ, равная 0,03 с [6].

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7230 \cdot e^{-0,085/0,03} = 0,6 \text{ кА}.$$

Номинальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания для электрооборудования рассчитывается по следующей формуле:

$$i_{a.\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} / 100) \cdot I_{\text{ном.откл.}}, \quad (6)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ – номинальное значение аperiodической составляющей в токе короткого замыкания, равное 30 % [6, 19].

$$i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot 30 / 100) \cdot 31500 = 13,32 \text{ кА},$$

$$0,6 \text{ кА} \leq 13,32 \text{ кА}$$

«Проверка электрооборудования на соответствие по стойкости к термическому воздействию тока короткого замыкания, производится по следующему выражению:

$$V \leq V_{доп}, \quad (7)$$

где V – интеграл Джоуля, выражающий тепловое действие тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$V_{доп}$ – интеграл Джоуля, выражающий допустимое тепловое воздействие тока на электрооборудование, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ » [6].

Интеграл Джоуля V , для тока короткого замыкания, рассчитывается по следующей формуле:

$$V = I_{К.З.}^2 \cdot (t_{ном.откл.} + T_a), \quad (8)$$

где $t_{ном.откл.}$ – сумма, номинального времени действия защиты с АПВ (0,1 с) и полного времени отключения высоковольтного выключателя (0,07 с), равная 0,17 с [6, 19].

$$V = 7,23^2 \cdot (0,17 + 0,03) = 10,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Допустимый для электрооборудования интеграл Джоуля $V_{доп}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{доп} = I_{ном.откл.}^2 \cdot t_{терм.}, \quad (9)$$

где $t_{ном.откл.}$ – номинальное время протекания тока термической стойкости, равное 0,1 с [6, 19].

$$W_{\text{доп}} = 31,5^2 \cdot 0,1 = 99,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

«Проверка электрооборудования на соответствие по стойкости к электродинамическому воздействию тока короткого замыкания, производится по следующему выражению:

$$i_{\text{удmax}} \leq I_{\text{элднм.ст}}, \quad (10)$$

где $i_{\text{уд.мах}}$ – ударный ток короткого замыкания, кА;

$I_{\text{элднм.ст}}$ – номинальный ток электродинамической стойкости электрооборудования, равный 170 кА [6, 19].

Ударный ток короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$i_{\text{удmax}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.з.}} \cdot k_y, \quad (11)$$

где k_y – ударный коэффициент, равный 1,717 [6, 19].

$$i_{\text{удmax}} = \sqrt{2} \cdot 7,23 \cdot 1,717 = 17,5 \text{ кА},$$

$$17,5 \text{ кА} \leq 170 \text{ кА}.$$

В целях наглядности и упрощения визуализации, процесса проверки электрооборудования, проверяемые условия, расчетные данные и данные каталогов, будут сводится в табличную форму.

Проверка выключателя элегазового бакового DT1-245 по формулам (1, 2, 3, 4, 7, 10) приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Проверка выключателя DT1-245

Расчетное условие	Расчетное значение	Значение по каталогу электрооборудования
$U_c \leq U_n$	220 кВ	245 кВ
$I_{\max .\text{раб}i} \leq I_{ni}$ (отходящее присоединение)	916 А	1000 А
$I_{\max .\text{раб}i} \leq I_{ni}$ (вводные и секционные ячейки)	946 А	2000 А
$I_{K.3.i} \leq I_{\text{ном.откл}i}$	7230 А	31500 А
$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{ном}}$	0,6 кА	13,32 кА
$B \leq B_{\text{доп}}$	10,45 кА ² ·с	99,23 кА ² ·с
$i_{\text{удтmax}} \leq I_{\text{элднм ст}}$	17,5 кА	170 кА

Выключатель элегазовый баковый DT1-245 прошел проверку по необходимым условиям, в соответствии с [6], и принимается к установке на ОРУ 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.2.2 Выбор разъединителя 220 кВ

Для установки на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ и дальнейшей проверки, выбираем разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220 производства «Завод электротехнического оборудования» [16].

Проверка разъединителя будет производиться по формулам (1, 2, 7, 10).

Проверка разъединителя горизонтально-поворотного типа РГ-220 по формулам (1, 2, 7, 10) приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Проверка разъединителя РГ-220

Расчетное условие	Расчетное значение	Значение по каталогу электрооборудования
1	2	3
$U_c \leq U_n$	220 кВ	220 кВ
$I_{\max .\text{раб}i} \leq I_{ni}$ (отходящее присоединение)	916 А	1000 А

1	2	3
$I_{\max, \text{раб1}} \leq I_{\text{н1}}$ (вводные и секционные ячейки)	946 А	2000 А
$B \leq B_{\text{доп}}$	10,45 кА ² ·с	99,23 кА ² ·с
$i_{\text{удmax}} \leq I_{\text{элднм ст}}$	17,5 кА	80 кА

Разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220 прошел проверку по необходимым условиям, в соответствии с [6], и принимается к установке на ОРУ 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.2.3 Выбор трансформатора тока 220 кВ

Для установки на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ и дальнейшей проверки, выбираем трансформатор тока типа ТГФМ-220 производства «Электроаппарат» [18].

Проверка трансформатора тока будет производиться по формулам (1, 2, 7, 10).

Проверка трансформатор тока типа ТГФМ-220 по формулам (1, 2, 7, 10) приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка трансформатора тока ТГФМ-220

Расчетное условие	Расчетное значение	Значение по каталогу электрооборудования
$U_c \leq U_n$	220 кВ	220 кВ
$I_{\max, \text{раб1}} \leq I_{\text{н1}}$ (отходящее присоединение)	916 А	1000 А
$I_{\max, \text{раб1}} \leq I_{\text{н1}}$ (вводные и секционные ячейки)	946 А	2000 А
$B \leq B_{\text{доп}}$	10,45 кА ² ·с	62,5 кА ² ·с
$i_{\text{удmax}} \leq I_{\text{элднм ст}}$	17,5 кА	64 кА

Трансформатор тока типа ТГФМ-220 прошел проверку по необходимым условиям, в соответствии с [6], и принимается к установке на ОРУ 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.3 Выбор электрооборудования 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

Максимальный рабочий ток для присоединений 110 кВ равен 77 А [1].

Постоянная времени затухания T_a для сети 110 кВ равна 0,02 с [6].

Ударный коэффициент k_y для сети 110 кВ равен 1,608 [6].

4.3.1 Выбор высоковольтного выключателя 110 кВ

Для установки на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ и дальнейшей проверки, выбираем высоковольтный элегазовый колонковый выключатель типа ВГТ-110 производства «Завод электротехнического оборудования» [17].

Проверка выключателя 110 кВ по условиям, будет вестись аналогично выключателю 220 кВ.

Проверка выключателя элегазового ВГТ-110 по формулам (1, 2, 3, 4, 7, 10) приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка выключателя ВГТ-110

Расчетное условие	Расчетное значение	Значение по каталогу электрооборудования
$U_c \leq U_n$	110 кВ	110 кВ
$I_{\max \text{ .раб}i} \leq I_{ni}$ (отходящее присоединение)	77 А	630 А
$I_{K.3.i} \leq I_{\text{ном.откл}i}$	2670 А	31500 А
$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{ном}}$	0,05 кА	13,32 кА
$B \leq B_{\text{доп}}$	1,35 кА ² ·с	99,23 кА ² ·с
$i_{\text{удмах}} \leq I_{\text{элднм ст}}$	6,05 кА	80 кА

Выключатель элегазовый колонковый ВГТ-110 прошел проверку по необходимым условиям, в соответствии с [6], и принимается к установке на ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.3.2 Выбор разъединителя 110 кВ

Для установки на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ и дальнейшей проверки, выбираем разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-110 производства «Завод электротехнического оборудования» [16].

Проверка разъединителя будет производиться по формулам (1, 2, 7, 10).

Проверка разъединителя горизонтально-поворотного типа РГ-110 по формулам (1, 2, 7, 10) приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка разъединителя РГ-110

Расчетное условие	Расчетное значение	Значение по каталогу электрооборудования
$U_c \leq U_n$	110 кВ	110 кВ
$I_{\max \text{ .рабі}} \leq I_{\text{ні}} \text{ (отходящее присоединение)}$	77 А	630 А
$B \leq B_{\text{доп.}}$	1,35 кА ² ·с	99,23 кА ² ·с
$i_{\text{удмах}} \leq I_{\text{элднм ст}}$	6,05 кА	80 кА

Разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-110 прошел проверку по необходимым условиям, в соответствии с [6], и принимается к установке на ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.4 Выбор и проверка ошиновки 220 кВ и 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

4.4.1 Выбор ошиновки 220 кВ

4.4.1.1 Ошиновка сборных шин 220 кВ

В качестве ошиновки сборных шин 220 кВ первой рабочей, второй рабочей и обходной системы шин будет использована гибкая ошиновка, выполненная неизолированным сталеалюминиевым проводом, в соответствии с ГОСТ 839-80 [2].

Расчетные условия для проверки гибкой ошиновки взяты из [6].

«Для проверки гибкой ошиновки по длительно допустимому току справедливо следующее условие:

$$I_{\text{расч.макс}} \leq I_{\text{дл.доп}}, \quad (12)$$

где $I_{\text{расч.макс}}$ – максимальное значение рабочего тока соответствующей системы сборных шин, А;

$I_{\text{дл.доп}}$ – значение длительно допустимого тока, выбранного сечения сталеалюминиевого провода, определяемое в соответствии с ГОСТ – 839-80 по ПУЭ» [12, 6, 2].

Для первой рабочей и второй рабочей системы сборных шин, максимальное значение рабочего тока равно $I_{\text{расч.макс}} = 946$ А. Для обходной системы шин максимальное значение рабочего тока равно $I_{\text{расч.макс}} = 916$ А. Значения рабочих токов взяты из результатов расчетов АО «СО ЕЭС» [1].

Исходя из технико-экономических соображений, с учетом существующих максимальных рабочих токов, к установке выбираем расщепленный провод 2хАС 300/39. Длительно допустимый ток провода АС 300/39, в соответствии с ПУЭ [12], составляет 710 А. Для расщепленного провода 2хАС 300/39 – 1420 А.

$$916 \text{ A} \leq 1420 \text{ A},$$

$$946 \text{ A} \leq 1420 \text{ A}.$$

Расчетное условие (12), для первой рабочей, второй рабочей и обходной системы сборных шин, выполняется. Провод 2хАС 300/39 принимается к установке на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.4.1.2 Ошиновка гибких связей трансформаторов 220 кВ

В качестве ошиновки гибких связей трансформаторов 220 кВ будет использована гибкая ошиновка, выполненная неизолированным сталеалюминиевым проводом, в соответствии с ГОСТ 839-80 [2].

Проверка ошиновки производится по расчетному условию (12).

Максимальный рабочий ток силового трансформатора по стороне ВН, в целях выбора ошиновки, рассчитывается с учетом установки, в перспективе, следующего, по шкале номинальных мощностей, трансформатора, а также с учетом допустимой перегрузки, достигающей 40 % [6].

«Рабочий ток любой из сторон трансформатора, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\text{раб.ТРi}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (13)$$

где $S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора, равная 125 МВА;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение рассчитываемой стороны трансформатора, равное 220 кВ» [6].

$$I_{\text{раб.ТРВН}} = \frac{1,4 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 459 \text{ A}.$$

Для ошиновки гибких связей трансформаторов, по стороне 220 кВ, выбираем провод АС 300/39 с длительно допустимым током равным 710 А [12].

Проведем проверку выбранной ошиновки по расчетному условию (12):

$$459 \text{ А} \leq 710 \text{ А}.$$

Расчетное условие (12), для ошиновки гибких связей трансформаторов, выполняется. Провод АС 300/39 принимается к установке на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.4.1.3 Ошиновка гибких связей ячеек 220 кВ

В качестве ошиновки гибких связей ячеек 220 кВ будет использована гибкая ошиновка, выполненная неизолированным сталеалюминиевым проводом, в соответствии с ГОСТ 839-80 [2].

Проверка ошиновки производится по расчетному условию (12).

В соответствие с расчетами, выполненными АО «СО ЕЭС» [1], в ячейках ОРУ 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ протекают следующие максимальные рабочие токи:

- 916 А в ячейках № 1 и № 3;
- 614 А в ячейке № 2;
- 758 А в ячейках № 4 и № 15;
- 720 А в ячейках № 5 и № 11;
- 946 А в ячейках № 7 и № 8;
- 547 А в ячейке № 10;
- 804 А в ячейке № 12 и № 13;
- 481 А в ячейке № 14.

Для ячеек № 1, № 3, № 4, № 5, № 7, № 8, № 11, № 12, № 13, № 15 принимаем расщепленный сталеалюминиевый провод 2хАС 300/39 по ГОСТ 839-80 [2] с длительно допустимым током равным 1420 А в соответствии с ПУЭ [12].

Для ячеек № 2, № 10, № 14 принимаем сталеалюминиевый провод АС 300/39 по ГОСТ 839-80 [2] с длительно допустимым током равным 710 А в соответствии с ПУЭ [12].

Проведем проверку выбранных ошиновок по расчетному условию (12):

$$916 \text{ А} \leq 1420 \text{ А},$$

$$758 \text{ А} \leq 1420 \text{ А},$$

$$720 \text{ А} \leq 1420 \text{ А},$$

$$946 \text{ А} \leq 1420 \text{ А},$$

$$804 \text{ А} \leq 1420 \text{ А},$$

$$614 \text{ А} \leq 710 \text{ А},$$

$$547 \text{ А} \leq 710 \text{ А},$$

$$481 \text{ А} \leq 710 \text{ А}.$$

Расчетное условие (12), для ошиновки гибких связей ячеек, выполняется. Провода 2хАС 300/39 и АС 300/39 принимаются к установке на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.4.1.4 Проверка всей ошиновки 220 кВ на термическую стойкость

По сути, вся выбранная ошиновка 220 кВ, выполнена проводом АС 300/39, за тем исключением, что для сборных шин, а также для некоторых ячеек, потребовалось использовать расщепленные провода, ввиду высоких значений протекаемых токов.

«Для проверки гибкой ошиновки на термическую стойкость справедливо следующее условие:

$$q_{\text{мин}} \leq q_{\text{пров}}, \quad (14)$$

где $q_{\text{мин}}$ – минимальное значение сечения проводника, по условию стойкости к термическому воздействию тока короткого замыкания, мм².

$q_{\text{пров}}$ – сечение выбранного проводника, равное 300 мм²» [6, 2].

«Расчет минимального сечения проводника по условию термической стойкости к току короткого замыкания производится по следующей формуле:

$$q_{\text{мин}} = \frac{I_{\text{к.з.}} \sqrt{t_{\text{к.з.}}}}{C_T}, \quad (15)$$

где $t_{\text{к.з.}}$ – расчетное время протекания тока короткого замыкания, до отключения защитой, равное 0,3 с [6];

C_T – параметр определяемый по таблице 8.4 [14] для сталеалюминиевого провода, равный $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ [14].

$$q_{\text{мин}} = \frac{7230 \sqrt{0,3}}{90} = 43,5 \text{ мм}^2,$$
$$43,5 \text{ мм}^2 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

Расчетное условие (14), для ошиновки из провода АС 300/39 выполняется. Провода 2хАС 300/39 и АС 300/39 окончательно принимаются к установке на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.4.2 Выбор ошиновки 110 кВ

4.4.2.1 Ошиновка сборных шин 110 кВ

В качестве ошиновки сборных шин 110 кВ первой рабочей, второй рабочей и обходной системы шин будет использована гибкая ошиновка, выполненная неизолированным сталеалюминиевым проводом, в соответствии с ГОСТ 839-80 [2].

Проверка ошиновки производится по расчетному условию (12).

Для первой рабочей, второй рабочей и обходной системы сборных шин, максимальное значение рабочего тока равно $I_{\text{расч.макс}} = 463 \text{ А}$. Значения рабочих токов взяты из результатов расчетов АО «СО ЕЭС» [1].

Исходя из технико-экономических соображений, с учетом существующих максимальных рабочих токов, к установке выбираем провод

АС 240/39. Длительно допустимый ток провода АС 240/39, в соответствии с ПУЭ [12], составляет 610 А.

Проведем проверку выбранной ошиновки по расчетному условию (12):

$$463 \text{ А} \leq 610 \text{ А}.$$

Расчетное условие (12), для первой рабочей, второй рабочей и обходной системы сборных шин, выполняется. Провод АС 240/39 принимается к установке на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.4.2.2 Ошиновка гибких связей трансформаторов 110 кВ

В качестве ошиновки гибких связей трансформаторов 110 кВ будет использована гибкая ошиновка, выполненная неизолированным сталеалюминиевым проводом, в соответствии с ГОСТ 839-80 [2].

Проверка ошиновки производится по расчетному условию (12).

Максимальный рабочий ток силового трансформатора по стороне СН, в целях выбора ошиновки, рассчитывается с учетом установки, в перспективе, следующего, по шкале номинальных мощностей, трансформатора, а также с учетом допустимой перегрузки, достигающей 40 % [6]. Ввиду того, что расчетный ток присоединений не превышает 77 А [1], то применять в расчетах мощность трансформатора, следующего по шкале номинальных мощностей, нецелесообразно.

Рабочий ток стороны СН трансформатора, рассчитывается по формуле (13):

$$I_{\text{раб.ТРСН}} = \frac{1,4 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 919 \text{ А}.$$

Ввиду некорректности данного значения, произведем расчет по формуле (13) с учетом установки текущего по мощности трансформатора:

$$I_{\text{раб.ТРСН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ А.}$$

Для ошиновки гибких связей трансформаторов, по стороне 110 кВ, выбираем провод АС 240/39 с длительно допустимым током равным 610 А [12].

Проведем проверку выбранной ошиновки по расчетному условию (12):

$$463 \text{ А} \leq 610 \text{ А.}$$

Расчетное условие (12), для ошиновки гибких связей трансформаторов, выполняется. Провод АС 240/39 принимается к установке на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.4.2.3 Ошиновка гибких связей ячеек 110 кВ

В качестве ошиновки гибких связей ячеек 110 кВ будет использована гибкая ошиновка, выполненная неизолированным сталеалюминиевым проводом, в соответствии с ГОСТ 839-80 [2].

Проверка ошиновки производится по расчетному условию (12).

В соответствие с расчетами, выполненными АО «СО ЕЭС» [1], в ячейках ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ протекают следующие максимальные рабочие токи (нумерация до реконструкции):

- 45 А в ячейках № 4 и № 6;
- 77 А в ячейке № 10;
- 41 А в ячейке № 11;

Для ячеек № 4, № 6, № 10, № 11 принимаем сталеалюминиевый провод АС 240/39 по ГОСТ 839-80 [2] с длительно допустимым током равным 610 в соответствии с ПУЭ [12].

Проведем проверку выбранных ошиновок по расчетному условию (12):

$$45 \text{ A} \leq 610 \text{ A},$$

$$77 \text{ A} \leq 610 \text{ A},$$

$$41 \text{ A} \leq 610 \text{ A}.$$

Расчетное условие (12), для ошиновки гибких связей ячеек, выполняется. Провода АС 240/39 принимается к установке на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.4.2.4 Проверка всей ошиновки 110 кВ на термическую стойкость

Проверка ошиновки ОРУ 110 кВ выполняется по формулам (14, 15).

$$q_{\text{мин}} = \frac{2390\sqrt{0,3}}{90} = 14,4 \text{ мм}^2,$$

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

Расчетное условие (14), для ошиновки из провода АС 240/39 выполняется. Провода АС 240/39 окончательно принимаются к установке на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

4.5 Расчет количества изоляторов гирлянд ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

Методика по определению количества тарельчатых изоляторов в гирляндах 220 кВ и 110 кВ описана в главе 1.9 ПУЭ [12], в соответствие с ней и будет производится расчет.

В соответствие с [4], подстанция «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ расположена в районе II по степени загрязнения атмосферы.

«Число тарельчатых изоляторов в натяжных изолирующих гирляндах рассчитывается по следующей формуле:

$$m = \frac{L}{L_u}, \quad (16)$$

где L – расстояние пути утечки всей изоляционной конструкции (всей гирлянды), мм;

L_u – расстояние пути утечки одного тарельчатого изолятора типа ПС-70Е, определяемое из каталогов» [12, 21].

«Длина пути утечки гирлянды изоляторов рассчитывается по следующей формуле:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot k, \quad (17)$$

где λ_3 – значение удельной эффективной длины утечки, которое определяется по [12] и равно 2 в данном случае;

U – значение наибольшего расчетного напряжения ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, равно 252 кВ и 126 кВ, и определяемое по [3];

k – коэффициент использования длины пути утечки.

В соответствие с ПУЭ [12], «расчет коэффициента использования длины пути утечки, производится по следующей формуле:

$$k = k_u \cdot k_k, \quad (18)$$

где k_u – коэффициент использования одного тарельчатого изолятора;

k_k – коэффициент использования гирлянды из тарельчатых изоляторов, равные 1,0» [12].

«Коэффициент использования одного тарельчатого изолятора рассчитывается по следующей формуле:

$$k_u = \frac{L_u}{D}, \quad (19)$$

где D – диаметр тарельчатого изолятора, равный 255 мм [21].

$$k_u = \frac{303}{255} = 1,19 \approx 1,1,$$

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

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

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

Для гирлянд изоляторов ОРУ 220 кВ принимаем количество тарельчатых изоляторов на одну гирлянду равное 19 шт. Учитывая рекомендации п. 1.9.20 [12], к расчетному значению добавляем дополнительно 2 тарельчатых изолятора. Итоговое значение тарельчатых изоляторов в гирлянде изоляторов ОРУ 220 кВ – 21 шт.

Произведем расчет гирлянд изоляторов для ОРУ 110 кВ по формулам (16, 17):

$$L = 2 \cdot 126 \cdot 1,1 = 2773 \text{ мм},$$

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

Для гирлянд изоляторов ОРУ 110 кВ принимаем количество тарельчатых изоляторов на одну гирлянду равное 10 шт. Учитывая рекомендации п. 1.9.20 [12], к расчетному значению добавляем дополнительно 1 тарельчатый изолятор. Итоговое значение тарельчатых изоляторов в гирлянде изоляторов ОРУ 110 кВ – 11 шт.

5 Система собственных нужд подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

Электропитание потребителей системы собственных нужд подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ обеспечивают три существующих трансформатора собственных нужд:

- ТСН-1, мощностью 1000 кВА;
- ТСН-2 и ТСН-3, мощностью 400 кВА каждый.

Трансформаторы собственных нужд получают питание от распределительного устройства напряжением 35 кВ.

Основными потребителями собственных нужд на данный момент, на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, являются:

- электроприводы выключателей и разъединителей ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ;
- обогрев шкафов электроприводов выключателей и разъединителей ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ;
- обогрев баков полюсов выключателей ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ;
- обогрев шкафов зажимов трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и прочих шкафов наружной установки ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ;
- освещение территории ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, освещение зданий;
- собственные нагрузки, в т.ч. бытовые здания подстанции;
- нагрузки шкафов и панелей ОПУ;
- отопление, вентиляция и кондиционирование существующих зданий.

После реконструкции подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, нагрузка собственных нужд не будет претерпевать существенных изменений по составу. К существующей нагрузке, за исключением той, что будет выведена в процессе реконструкции (нагрузка

заменяемого электрооборудования), будет добавлена нагрузка нового электрооборудования (заменяющее существующее), а также нагрузка новых шкафов и панелей, нагрузка дополнительно установленных мачт освещения.

Основными нагрузками, добавленными после реконструкции, будут являться следующие нагрузки:

- электроприводы вновь установленных выключателей и разъединителей ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ;
- обогрев вновь установленных шкафов электроприводов выключателей и разъединителей ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ;
- обогрев баков полюсов вновь установленных выключателей ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ;
- обогрев шкафов зажимов вновь установленных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и прочих шкафов наружной установки ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ;
- дополнительное освещение территории ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, освещение здания РЩ;
- нагрузка новых шкафов и панелей РЩ 220 кВ.
- отопление, вентиляция и кондиционирование здания РЩ 220.

Ввиду значительной мощности существующих трансформаторов собственных нужд и их относительно малой загрузки, питание дополнительной нагрузки, добавляемой после реконструкции, будет осуществляться от них через новые панели щита собственных нужд, которые будут подключаться к секциям существующего щита собственных нужд через автоматические выключатели. Новые панели щита собственных нужд будут установлены в здании РЩ 220.

В качестве мер по энергосбережению, на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ реализована автоматика обогрева электроприводов выключателей и разъединителей, шкафов электроприводов, шкафов зажимов и прочих шкафов ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, автоматика отопления зданий без постоянного нахождения персонала. Принцип

автоматизации основан на измерений наружной температуры и регуляции подачи питаний в зависимости от измеренного значения температуры.

5.1 Проверка загрузки трансформаторов собственных нужд подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

В соответствии с [6], проверка загрузки трансформатора собственных нужд производится по следующему выражению:

$$\frac{S_{\text{нагр}}}{K_{\Pi}} \leq S_{\text{ТСН}}, \quad (20)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – расчетная нагрузка трансформатора собственных нужд, кВА;

K_{Π} – коэффициент допустимой перегрузки, определяемый по таблице В.1 [9];

$S_{\text{ТСН}}$ – мощность трансформатора собственных нужд, кВА.

Данные по существующей, исключаемой и планируемой нагрузке собственных нужд, предоставлены персоналом подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ. Данные по исключаемой и планируемой нагрузке предоставлены с пометкой «ориентировочно».

Общая мощность существующей нагрузки собственных нужд подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ составляет 633,9 кВА.

Общая мощность нагрузки подлежащей исключению, ориентировочно составляет 242,15 кВА.

Общая мощность планируемой к вводу нагрузки, ориентировочно составляет 360,64 кВА.

Итого, после реконструкции, планируемая мощность собственных нужд, ориентировочно составляет 752,4 кВА.

Распределение мощности, по каждому из трансформаторов собственных нужд в отдельности, для удобства и наглядности, представлено

в табличной форме, в таблице 6.

Таблица 6 – Нагрузка трансформаторов собственных нужд

Трансформатор	Мощность номинальная, кВА	Мощность существующая, кВА	Мощность исключаемая, кВА	Мощность планируемая, кВА	Загрузка, %
ТСН-1	1000	95,88	13,48	227,68	31
ТСН-2	400	262	106	11,43	41,5
ТСН-3	400	276	122,67	121,51	68,7

В соответствии с [9], допустимое значение коэффициента перегрузки $K_{\text{п}}$ трансформатора собственных нужд равно 1,3 или 30 % от номинальной мощности. Режим работы системы собственных нужд становится аварийным в условиях отключения одного из трех трансформаторов.

В соответствии с формулой (20), проведя незначительные преобразования, определим значение допустимой перегрузки трансформаторов $S_{\text{нагр}}$:

- ТСН-1 - 1300 кВА;
- ТСН-2 и ТСН-3 – 520 кВА.

В нормальном режиме работы, в соответствие с таблицей 6, мощность трансформаторов составляет:

- ТСН-1 – 310,08 кВА;
- ТСН-2 – 167,46 кВА;
- ТСН-3 – 274,84 кВА.

Для проверки загруженности трансформаторов собственных нужд в аварийном режиме, произведем расчеты нагрузки, оставшихся в работе, двух трансформаторов, при аварийном отключении одного из трех трансформаторов. С учетом допущений, что аварийную нагрузку при

отключении ТСН-1 берет на себя ТСН-2 и наоборот. При отключении ТСН-3 аварийную нагрузку берет ТСН-2.

Расчет нагрузок трансформаторов собственных нужд в аварийном режиме представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Аварийная нагрузка трансформаторов собственных нужд

Наименование нагрузки	ТСН-3, кВА	ТСН-2, кВА	ТСН-1, кВА
Существующая нагрузка трансформаторов собственных нужд	274,84	167,46	310,08
Аварийное отключение ТСН-3, в работе остаются ТСН-1 и ТСН-2	0	442,29	310,08
Загруженность трансформаторов собственных нужд, %	0	110,6	31
Аварийное отключение ТСН-2, в работе остаются ТСН-1 и ТСН-3	274,84	0	477,54
Загруженность трансформаторов собственных нужд, %	68,7	0	47,8
Аварийное отключение ТСН-1, в работе остаются ТСН-2 и ТСН-3	274.84	477.54	0
Загруженность трансформаторов собственных нужд, %	68.7	119.4	0.0

В соответствие с результатами расчета по таблице 7, наибольшая перегрузка наблюдается на трансформаторе собственных нужд ТСН-2 – 119,4 % или 1,194, что в соответствии с [9], меньше предписанного значения равного 1,3.

На основании изложенного, можно сделать вывод, что загрузка трансформаторов собственных нужд подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ в нормальном и аварийном режиме работы не приводит к превышению допустимой перегрузки ни одного из трёх трансформаторов собственных нужд.

6 Кабельное хозяйство подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

На подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, кабельные линии, контрольных и силовых цепей, прокладываются по существующим наземным лоткам из железобетона. Кабельные линии, планируемые к прокладке, в связи с вводом нового электрооборудования и конструктивных изменений компоновки ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, будут прокладываться частично по существующим железобетонным лоткам, частично по вновь установленным.

Непосредственно к приводам и шкафам электрооборудования, подвод кабельных линий выполняется в оцинкованных кабельных лотках, с крышкой, для защиты от атмосферных и внешних воздействий.

Цепи, планируемых к прокладке кабельных линий, также разделяются на контрольные и силовые и, в соответствии с [11], подлежат к прокладке в отдельных кабельных лотках, но в пределах одной кабельной трассы. Взаиморезервирующие кабельные линии прокладываются в отдельных кабельных трассах [11].

При построении кабельных трасс и организации прокладки кабельных линий контрольных и силовых цепей, учитываются требования по электромагнитной совместимости, в целях обеспечения максимальной помехоустойчивости кабельных линий [10, 26].

В существующем, на подстанции здании ОПУ, ровно как и в планируемом к строительству здании РЩ 220, прокладка кабельных линий выполняется по специально предусмотренным, в фальшполе, кабельным конструкциям. Фальшпол располагается так, чтобы обеспечить прокладку кабельных линий по обе стороны от рядов шкафов и между рядами шкафов. Такая конструкция кабельной трассы в здании, позволяет оперативно выполнять ремонтные работы на кабельных линиях, а также производить замену, пришедшего в негодность, кабеля [11].

В целях обеспечения необходимого уровня пожарной безопасности, в соответствии с Федеральным Законом от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» выполняются следующие требования при прокладке кабельных линий:

- в места прохода кабельных линий из кабельных сооружений в кабельные лотки, а также в местах разветвления кабелей по территории ОРУ, выполняется огнестойкое уплотнение;

- места прохода кабельных линий через строительные конструкции уплотняются негоряемыми материалами с пределом огнестойкости не менее EI 45 (потеря целостности и теплоизоляционных свойств не менее, чем через 45 минут);

- для локализации очага возгорания, негоряемые уплотнения выполняются в местах прохода из одного помещения в другое (не менее толщины самого прохода), в местах разветвления кабельного канала, а также каждые 50 м кабельной трассы.

В соответствии с рекомендациями [11], для контрольных и силовых кабельных линий, выбираются кабели с медными жилами с изоляцией из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности (нг(A)) с пониженным дымо- и газовыделением (LS). В целях обеспечения помехоустойчивости, кабели выполняются экранированными [10].

7 Освещение подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

Система освещения подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ подвергается частичной реконструкции, ввиду конструктивных изменений компоновки ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, в ходе которых на подстанции сооружаются пять дополнительных прожекторных мачт освещения. Также освещение необходимо выполнить в строящемся здании РЩ 220.

Наружное освещение планируется выполнить прожекторами со светодиодными светильниками.

Система автоматического управления наружным освещением будет установлена в строящемся здании РЩ 220. Также сохраняется возможность ручного управления непосредственно со щитков прожекторных мачт.

Каждая прожекторная мачта имеет площадку и стационарную лестницу для обеспечения возможности выполнения обслуживания прожекторов.

В соответствие с [5], нормируемые показатели освещенности, для территории ОРУ подстанции, имеют следующие значения:

- уровень газового реле и маслоуказателя силового трансформатора, прибора мониторинга за плотностью элегаза в элегазовых выключателях, разъёмной части разъединителей – 10 лк;

- высоковольтные выводы силовых трансформаторов, элегазовых выключателей, разъединителей, а также места управления выключателями и разъединителями – 5 лк;

- места главных внутриплощадочных проездов и проходов на территории подстанции – 1 лк (на уровне земли);

- места второстепенных внутриплощадочных проездов и проходов на территории подстанции – 0,5 лк (на уровне земли).

В строящемся здании РЩ 220 кВ необходимо выполнить систему освещения, состоящую из трёх подуровней: рабочее освещение, аварийное освещение и ремонтное освещение.

Для рабочего, аварийного и ремонтного освещения принимаются светильники, выполненные со светодиодными лампами. Светодиодные светильники отличаются от других видов светильников, высоким КПД, повышенной надежностью и улучшенной светоотдачей.

Питание рабочего и ремонтного освещения, осуществляется от сети переменного тока. Питание аварийного освещения в нормальном режиме, также осуществляется от сети переменного тока, а в режиме аварии автоматически переключается на аккумуляторную батарею щита постоянного тока.

Высота установки светильников в здании РЩ 220 – не более 5 м в высоту. Обслуживание светильников осуществляется с приставных лестниц или стремянок.

Нормируемые показатели освещенности определяются в соответствии с [5].

8 Система оперативного постоянного тока подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

Система оперативного постоянного тока подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ состоит из одной аккумуляторной батареи свинцово-кислотного типа. Аккумуляторная батарея состоит из 126 элементов, из которых 103 элемента основных, 23 элемента хвостовых.

Емкость существующей аккумуляторной батареи 800 А·ч, наименование «Vb 2408». Место расположения – существующее здание ОПУ подстанции.

Для организации питания потребителей постоянного тока, реализован щит постоянного тока, состоящий из двух секций, с двумя зарядно-выпрямительными устройствами, обеспечивающими постоянную подзарядку элементов аккумуляторной батареи и способными обеспечить полную зарядку всех элементов аккумуляторной батареи.

Аккумуляторная батарея установлена на подстанции в 2005 году. Срок службы аккумуляторной батареи составляет 20 лет (не менее).

Аккумуляторная батарея «Vb 2408» по типу исполнения – закрытая, по возможности обслуживания - малообслуживаемая. Замечаний к аккумуляторной батарее нет, необходимости в замене также нет.

Существующая загруженность аккумуляторной батареи (31 А, длительная нагрузка в аварийном режиме) позволяет выполнить дополнительное подключение новых потребителей от двух секций существующего щита постоянного тока.

9 Заземление подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ. Обеспечение электромагнитной совместимости

Существующее на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ заземляющее устройство подлежит реконструкции путём расширения заземляющей сетки в сторону новой, строящейся ячейки ОРУ 110 кВ.

Вновь установленное, на территории ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ, электрооборудование присоединяется к существующей сетке заземления путем приварки к ней электродов из оцинкованной стали круглого сечения диаметром 16 мм.

После присоединения к существующей сетке заземления, необходимо выполнить измерение сопротивления заземляющего устройства и проверку наличия цепи между заземлителями и заземляющими элементами в нескольких точках.

Существующая сетка заземления выполнена из полосовой горячеоцинкованной стали прямоугольного сечения 5 x 40 мм. Глубина заложения сетки заземления 0,7 м от поверхности земли.

Сетка заземления проложена вдоль рядов электрооборудования и между рядами. Максимальный размер ячейки сетки заземления не превышает размер 6 x 6 м.

По периметру сетки заземления, в местах пересечения, приварены вертикальные электроды длиной 5 м, которые погружены в грунт большей частью своей длины.

Места сварки элементов заземления зачищены и обработаны цинковым составом.

В целях обеспечения электромагнитной совместимости на подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, необходимо выполнение определенных мероприятий. Далее о них по порядку.

На подстанции, в зданиях и помещениях, таких как ОПУ или релейный щит, необходимо выполнять замкнутую сеть заземления. Такая сеть

называется «системой уравнивания потенциалов». Полоса заземления прокладывается по внутренним периметрам каждого помещения здания, образуя замкнутый контур. Такие контуры, каждого помещения одного здания, соединяются между собой и образуют единый замкнутый контур заземления здания.

Все металлические конструкции, находящиеся в зданиях, такие как кабельные лотки и каналы, балки, арматура, рамы оборудования, все это необходимо присоединить к заземляющему устройству. Корпуса электрооборудования и экраны кабелей, также присоединяются к заземляющему устройству.

Система уравнивания потенциалов здания присоединяется к наружному контуру заземления не менее чем в четырёх точках, путём сварки или при помощи болтового соединения.

Экраны кабели вторичных цепей заземляются с двух сторон. Заземление экрана кабеля, при наличии такой возможности, должно выполняться по всей поверхности экрана, что выполняется при помощи специально разработанных для этого зажимов, либо при помощи пайки или сварки.

Данные мероприятия обеспечивают максимальную помехозащищенность электрооборудования зданий, а также защиту персонала от поражения электрическим током [25].

10 Молниезащита подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ

Подстанция «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ защищена от прямых ударов молний существующими молниеприемниками, выполненными как отдельностоящими, так и совмещенными с порталными конструкциями ОРУ.

После реконструкций ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ, планируется установка дополнительно пяти прожекторных мачт, совмещенных с функцией молниеприемника.

Металлическая конструкция молниеприемника соединяется с заземляющим устройством не меньше, чем в трех или четырех местах, в целях обеспечения максимального растекания тока молнии. Места соединений зачищаются и обрабатываются цинковым составом [24].

При разряде молнии в молниеприемник, установленный на территории ОРУ, по проводникам системы заземления протекает импульсный ток амплитудой до 100 кА, длительностью 10/350 мкс. Разность потенциалов, возникающая при этом между различными точками заземляющего устройства, зависит от импульсного сопротивления элементов заземляющего устройства [7].

Импульсное сопротивление значительно отличается от сопротивления на промышленной частоте, поэтому распределение потенциалов на заземляющем устройстве при разрядах молнии отличается от распределения потенциалов в режимах короткого замыкания. Импульсные разности потенциалов могут быть приложены к изоляции вторичных цепей и к входам аппаратуры [7].

Строящееся здание РЩ 220 защищается от прямого удара молнии при помощи присоединения металлической части крыши к заземляющему устройству подстанции. Дополнительная защита здания РЩ 220

обеспечивается молниеприемниками.

Электрооборудование распределительных устройств защищается от перенапряжений, как внутренних (коммутационных), так и внешних (грозовых), при помощи ограничителей перенапряжения нелинейных.

Ограничители перенапряжения нелинейные устанавливаются вблизи силовых трансформаторов, а также на сборных шинах ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ.

Ограничители перенапряжения нелинейные способны обеспечивать надежную защиту от перенапряжений, благодаря оксидно-цинковым промежуткам, имеющим высоконелинейную вольтамперную характеристику. В нормальном состоянии оксидно-цинковый промежуток имеет высокое сопротивление и не пропускает ток. Когда к данному промежутку прикладывается высокое напряжение, то его свойства меняются, и сопротивление промежутка начинает резко падать и он начинает пропускать ток. После окончания волны перенапряжения, сопротивление восстанавливается и оксидно-цинковый промежуток становится вновь непроводящим [8].

Заключение

Положительная динамика экономического развития Забайкальского края обеспечила рост электропотребления региона. Ввиду ежегодного значительного возрастания электропотребления, уже в ближайшем будущем, Забайкальский край может оказаться в ситуации, в которой возможен дефицит выработки электроэнергии. Для недопущения дефицита электроэнергии и обеспечения достаточной пропускной способности магистральных электрических сетей, производится реконструкция объектов электросетевого хозяйства, в частности, подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ.

В рамках реконструкции подстанции «Петровск-Забайкальская» 220/110/35 кВ потребовалось увеличение пропускной способности шин 220 кВ. Поставленная цель достигнута путем изменения электрической схемы ОРУ 220 кВ с № 220-13Н на № 220-14, в которой предусмотрено секционирование шин. Данное решение позволило увеличить максимальный допустимый переток мощности через подстанцию с 275 МВт до 464 МВт.

Реализация решения потребовала значительных конструктивных изменений компоновки ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ. По итогу, ОРУ 110 кВ перемещено в юго-западном направлении, а на освободившемся месте установлены новые ячейки ОРУ 220 кВ, для организации новой главной электрической схемы на напряжении 220 кВ.

В целях увеличения надежности электроснабжения, заменена часть электрооборудования ОРУ 220 кВ и полностью ОРУ 110 кВ. Выбранное электрооборудование проверено по необходимым условиям.

Проверены трансформаторы собственных нужд, необходимость в замене которых не обнаружена.

В завершение приведены основные положения по организации кабельного хозяйства, системы освещения, по выполнению заземления, молниезащиты, и обеспечению электромагнитной совместимости.

Список используемых источников

1. Схема и программа развития электроэнергетики Забайкальского края на 2020 – 2024 годы [Электронный ресурс] : офиц. портал Министерства территориального развития Забайкальского края. Чита, 2019. URL: <http://минтер.зabayкальскийкрай.рф/u/xn--e1aflfqk/files/%D0%A1%D0%B8%D0%9F%D0%A0%202020-2024.pdf> (дата обращения: 16.02.2020).
2. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 839-74; утв. и введ. 23.06.80. М.: Издательство стандартов, 1989. 23 с. URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4294821/4294821623.pdf> (дата обращения: 12.03.2020).
3. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 721-74; утв. и введ. 27.05.77. М.: Издательство стандартов, 2002. 8 с. URL: <http://www.matic.ru/docs/norminfo/gost72177.pdf> (дата обращения: 15.03.2020).
4. ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ 9920-75; утв. и введ. 19.10.89. М: Стандартинформ, 2008. 7 с. URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4294820/4294820555.pdf> (дата обращения: 15.03.2020).
5. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]. Взамен СНиП 23-05-95; утв. и введ. 20.05.11. М.: Издательство стандартов, 2011. 75 с. URL: http://www.know-house.ru/gost/sp_2013/sp_52.13330.2011.pdf (дата обращения: 20.03.2020).
6. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти: Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.

7. Francesco S., Alexandros S., Simone P. Lightning Protection Systems Suitable for Stables: A Case Study // Agriculture. 2019. № 9. P. 1-7.

8. Kannadasan R., Valsalai P. Modelling and validation of metal oxide surge arrester for very fast transients // High Voltage. 2018. № 3. P. 147-153.

9. Инструкция по эксплуатации трансформаторов [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.180.01.116-2012 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 02.03.12. М. : [б.и.], 2012. 52 с. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.180.01.116-2012.pdf (дата обращения: 15.03.2020).

10. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.044-2010: утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 21.01.10. М. : [б.и.], 2010. 147 с. URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.044-2010.pdf> (дата обращения: 20.03.2020).

11. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НПТ ПС) [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.10.028-2009 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 13.04.09. М. : [б.и.], 2009. 96 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf (дата обращения: 21.02.2020).

12. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: 7-ое издание. 178 с. URL: https://bolid.ru/files/554/732/h_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf (дата обращения: 18.02.2020).

13. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.047-2010. введ. 2010.06.16. М.: [б.и.], 2010. 128 с. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения: 18.02.2020).

14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс]: РД 153-34.0-20.527-98 : утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики

23.03.1998. М.: НЦ ЭНАС, 2002. 131 с. URL: <https://www.elec.ru/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 15.03.2020).

15. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008 : введ. 2007-12-20. М.: [б.и.], 2007. 132 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения: 18.02.2020).

16. Каталог электротехнического оборудования [Электронный ресурс]: технический каталог; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2020. 44 л. URL: https://zeto.ru/download/11034/Номенклатурный_каталог_2020.pdf (дата обращения: 10.03.2020).

17. Технический каталог. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс]: технический каталог; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 54 л. URL: https://zeto.ru/download/5571/ЗЭТО_газонаполненное_оборудование_2016.pdf (дата обращения: 10.03.2020).

18. Трансформатор тока ТГФМ-220 [Электронный ресурс]: каталог; разработчик и изготовитель АО ВО «Электроаппарат». Санкт-Петербург, 2020. 25 л. URL: <https://elektroapparat.ru/upload/iblock/ccb/ccbed56dc01446ca70ab1aa80bce54b0.pdf> (дата обращения: 10.03.2020).

19. Элегазовые выключатели 110 – 750 кВ [Электронный ресурс]: каталог; разработчик и изготовитель «General Electric Grid Solution». США, 2019. 10 л. URL: <http://tss-invest.kz/images/elegas-kolonkovie-vikluchateli.pdf> (дата обращения: 25.02.2020).

20. Забайкальский край [Электронный ресурс]: сайт свободной энциклопедии Википедия. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Забайкальский_край (дата обращения: 16.02.2020).

21. Изоляторы линейные подвесные стеклянные типа ПС, ПСВ, ПСД [Электронный ресурс]: офиц. сайт ООО «БЭСТЕР». URL: <http://www.bester54.ru/goods/index.php?section=7&subSection=50&type=goods> (дата обращения: 15.03.2020).

22. Программные комплексы RastrWin, RastrWin3, Bars, Lincor, Rustab, RastrKZ, RastrMDP [Электронный ресурс]: сайт ПО «RastrWin». URL: <http://www.rastrwin.ru/index.php> (дата обращения: 25.02.2020).

23. Электрическая подстанция [Электронный ресурс] : сайт свободной энциклопедии «Википедия». URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Электрическая_подстанция (дата обращения: 18.02.2020).

24. Miodrad K. Lightning protection system – How much of design and material is really needed? [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/lightning-protection-system-design> (дата обращения: 25.03.2020).

25. Miodrad K. When can we say that earthing arrangement is safe for people (confusions in practice) [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2020. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/safe-earthing-arrangement> (дата обращения: 25.03.2020).

26. Csanyi E. The problem of induced voltages in control cables in high voltage substations [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2020. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/induced-voltages-control-cables> (дата обращения: 10.02.2020).