

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2021 __ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Белогорск напряжением 220/110/35/10 кВ
в Амурской области

Исполнитель

студент группы 742-об1

подпись, дата

И.Е. Шатков

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по безопасно-
сти и экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

Ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__

г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Шаткова Ивана Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Белогорск напряжением 220/110/35/10 кВ в Амурской области

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, Нормативно-справочная литература: ПТБ, ПУЭ, ПТЭ, ГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика района, Анализ существующей схемы ПС 220 кВ «Белогорск» и прилегающей к ней сети, Расчет токов короткого замыкания.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схема внешнего электроснабжения, однолинейная схема подстанции Белогорск напряжением 20/110/35/10 кВ, план молниезащиты

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г. доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата) 22.03.2021

Шатков И.Е.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 с., 16 рисунков, 16 источников, 16 таблиц, 95 формул.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ТОКОПРОВОД, ОПН, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была проведена реконструкция подстанции 220 кВ Белогорск с заменой 6 выключателей на стороне 220 кВ, а также были произведены расчеты заземления, молниезащиты подстанции. Рассчитывались токи короткого замыкания, рабочие токи для проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты трансформатора. Проведен анализ экологичности и пожарной безопасности на подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района	10
1.1 Географическая характеристика района	10
2 Анализ существующей схемы пс 220 кв« Белогорск» и прилегающей к ней сети	12
2.1Общее описание существующей подстанции	12
2.2 Анализ существующей схемы ОРУ 220 кВ ПС «Белогорск»	17
3 Расчет токов короткого замыкания	19
3.1 Расчет токов и мощности короткого замыкания	19
3.2 Сопротивление элементов	21
3.3 Результирующее сопротивление	22
3.4 Ударный ток короткого замыкания	28
4 Выбор основного оборудования ору 220 кв пс «Белогорск»	30
4.1 Определение максимальных рабочих токов	30
4.2 Расчет теплового импульса	30
4.3 Выбор выключателей	31
4.4 Выбор разъединителей	36
4.5 Выбор ограничителей перенапряжений	38
4.6 Выбор трансформаторов тока	41
4.7 Выбор трансформаторов напряжения	44
5 Изоляция и перенапряжения	46
5.1 Общие положения	46
5.2 Расчет заземлителя подстанции	47
5.3 Расчет молниезащиты	52
5.4 Анализ грозоупорности	55
6 Релейная защита и автоматика	59
6.1 Основные типы защит трансформаторов	61
6.2 Газовая защиты трансформатора	65
6.3 Дифференциальная защита трансформаторов	68

6.4 Расчет защит трансформатора	69
7 Безопасность и экологичность	73
7.1 Безопасность	73
7.1.2. Требования к обслуживающему персоналу	73
7.1.3 Основные электротехнические средства	74
7.1.4 Безопасность при проверке и обслуживании устройств РЗА	75
7.2 Экологичность	76
7.2.1 Электроэнергетика и экологичность	76
7.2.2 Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду	77
7.2.3 Акустические шумы	77
7.2.4 Загрязнение трансформаторным маслом	81
7.3. Пожароопасность	84
7.3.1 Общие положения	84
7.3.2 Средства пожаротушения	85
7.3.3 Общие требования	85
8 Технико-экономический расчет	87
8.1 Капиталовложения в подстанцию	87
8.2 Амортизационные отчисления	89
8.3 Отчисления на эксплуатацию	90
8.4 Расчет численности персонала, обслуживающего станцию	91
8.5 Расчет заработной платы	92
8.6 Расчет прочих затрат в электрическую сеть	93
8.7 Расчет тарифов	94
8.8 Расчет экономической эффективности проекта	98
8.9 Заключение экономической эффективности проекта	100
Заключение	102
Библиографический список	103

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия;

КЗ – Короткое замыкание;

КРУ – Комплектное распред устройство;

ОРУ – Открытое распред устройство;

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПС – Подстанция;

РЗ –Релейная защита.

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает крупнейшей в мире электроэнергетикой, большая часть которой объединена в единую энергосистему - технически, технологически и экономически связанные предприятия с вертикальной схемой управления и планирования, контроля и ценообразования, оперативно-диспетчерского регулирования производства, передачи и распределения энергии. Это позволяет экономить капиталовложения, обеспечивать высокую надежность энергоснабжения в разных частях страны и в любое время суток.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

При этом необходимо снижать себестоимость электроэнергии до минимальной при соблюдении всех правил и норм проектирования, монтажа, эксплуатации и, самое главное, требований к качеству электрической энергии, т.е. к постоянству (допустимым отклонениям и колебаниям) частоты и напряжения, симметричности и синусоидальности токов и напряжений так как всякое отклонение от норм ГОСТ 13109-97 ведет к ухудшению работы электроприемников, уменьшению срока их службы, выходу их из работы, к ложной работе или отказам устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Все это снижает надежность электроснабжения потребителей, которая является одним из важнейших показателей электроэнергетических систем (сетей, подстанций), так как любое отключение электроэнергии – плановое и, особенно аварийное, приносит огромный ущерб потребителям и самой энергоснабжающей организации

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и экологичности, а также обладать средствами для

обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций.

Энергосистема Амурской области находится в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, входит в состав объединённой энергетической системы Востока и граничит с ОЭС Сибири, ЭС Хабаровского края и ЕАО, с ЭС Республики Саха (Якутия) и с ЭС КНР.

В состав ЭС Амурской области входят 4 электростанции, общей установленной мощностью 3846 МВт, в том числе 2 гидроэлектростанции - 3340 МВт и 2 тепловые электростанции - 506 МВт:

ЭС Амурской области состоит из трех условных энергорайонов – Западного, Восточного и Центрального энергорайонов.

Подстанция 220 кВ «Белогорск» расположена в г. Белогорск Амурской области. Энергообъект введен в эксплуатацию в 1972 году. Диспетчерское наименование – ПС 220/110/35/10 кВ «Белогорск».

Подстанция является основным центром питания крупного транспортного узла Транссибирской магистрали - Белогорска и Белогорского района, входящих в состав Восточного энергорайона ЭС Амурской области.

Одним из крупных потребителей ВЭР ЭС Амурской области является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской и Дальневосточной железной дорогой и составляет около 20% от потребления всего энергорайона. Дорога с электрической тягой является потребителем первой категории. Также к крупным потребителям электроэнергии, расположенным в ВЭР ЭС Амурской области относятся предприятия добывающей промышленности и объекты трубопроводного транспорта, имеющие 1,2,3 категории надежности.

Основной целью данной работы является повышение надежности электроснабжения города Белогорска и Белогорского района Амурской области, путем реконструкции схемы ОРУ 220 кВ ПС «Белогорск».

В результате реконструкции планируется осуществить замену морально и физически устаревшего оборудования, тем самым повысив уровень диспетчерско-технологического управления ПС.

Белогорск – промышленный и железнодорожный узел. Отсюда отходит ветка Транссибирской железнодорожной магистрали на Благовещенск и Байкало-Амурскую магистраль.

В ходе работы были определены следующие задачи:

1. Выявление особенностей схемы электроснабжения Амурской области
2. Анализ схемы внешнего электроснабжения
3. Выбор основного электрооборудования
4. Проверить целесообразность проекта (экономическое обоснование)
5. Оценить безопасность эксплуатации и влияние на экологию

Для решения данных задач будет произведен расчет и выбор основного силового оборудования, сделана графическая часть подключения в энергосистему и проведена оценка безопасности и экологичности.

Выпускная квалификационная работа была разработана в операционной системе Windows 7 2017 г. с использованием приложений: ПК «Расчет нагрузок», Microsoft Office Visio 2010 г., Microsoft Office Excel 2010 г., Math Type 6.0 Equation, Mathcad 15.0.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Климатическая характеристика района

Основными факторами, определяющими климат района, являются: географическое положение, муссонный характер циркуляции атмосферы, циклоническая деятельность. Формируясь под воздействием как океанических, так и континентальных факторов, климат отличается резко выраженными чертами континентальности и в тоже время носит муссонный характер.

Влияние материка проявляется, главным образом, зимой, когда сухой и сильно охлажденный воздух проникает на территорию область в виде зимнего муссона, представляющего северно-западный и северный потоки воздуха. Обычно зимой устанавливается безветренная, ясная, но очень холодная погода. Наиболее холодными месяцами являются декабрь и январь, когда абсолютный минимум температуры воздуха достигает величины минус 45 °С.

В теплый период года район подвержен влиянию Тихого океана, преобладают ветры - южного и юго-восточного направлений. Средняя температура воздуха в июле плюс 21,7 °С.

Ниже приводятся основные климатические характеристики, принятые по метеорологическим станциям г. Белогорск:

- по климатическому районированию г. Белогорск относится к зоне I А и расположен в наименее суровых условиях;
- среднегодовая температура воздуха – минус 1,2°;
- абсолютный минимум – минус 48°;
- абсолютный максимум – плюс 40°;
- расчетная для проектирования – минус 41°;
- продолжительность периода со среднесуточной температурой менее и равной 0°С -174 дня;
- среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца – 76%;
- наиболее теплого месяца – 75%;

- количество осадков с поправкам к показаниям осадкомера за год – 534 мм;

- наблюденный суточный максимум осадков – 105 мм;

- высота снежного покрова средняя за декаду – 17 см, максимальная – 46 см, минимальная – 4 см;

- снеговой район по картам районирования к СП 20.13330.2011 – I;

- вес снежного покрова (нормативный) – 0,8 кПа;

- тип местности для принятия коэффициента «к» при определении ветровой нагрузки на других высотах – В;

- по скорости ветра II СП 20.13330.2011;

- среднегодовая скорость ветра – 3,3 м/сек, за 3 самых холодных месяца – 2,4 м/сек, самых жарких – 3,1 м/сек;

Территорию по анализирующим материалам относим к III району по гололеду со следующими характеристиками:

- нормативная толщина стенки гололеда на поверхности земли – 10 мм;

- температура гололедообразования – минус 10 °С;

- среднее число дней в год с грозой – 25, наибольшее – 34;

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ПС 220 кВ «БЕЛОГОРСК» И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ СЕТИ

2.1 Общее описание существующей подстанции

Подстанция Белогорск расположена в г. Белогорск Амурской области. Энергообъект введен в эксплуатацию в 1972 году. Диспетчерское наименование – ПС 220/110/35/10 кВ «Белогорск».

Подстанция является основным центром питания крупного транспортного узла Транссибирской магистрали - Белогорска и Белогорского района.



Рисунок 1 – Территориальное расположение подстанции 220 кВ «Белогорск»

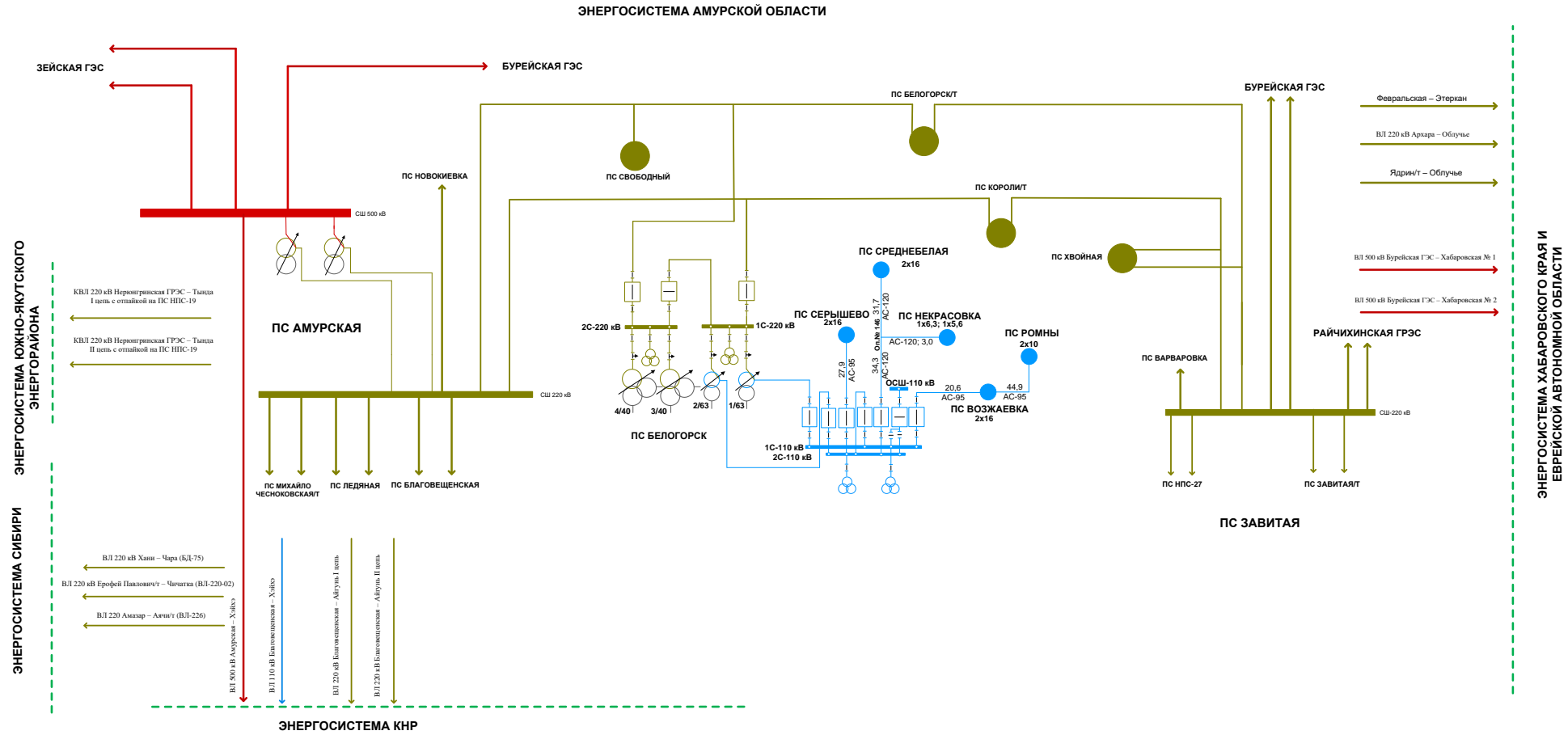


Рисунок 2 – Электрическая схема прилегающей сети

Тип распределительного устройства (конструктивное исполнение распределительных устройств (ОРУ, ЗРУ, КРУЭ)) - ОРУ-220, ОРУ-110, ОРУ-35, ЗРУ-10.

- ОРУ 220кВ – по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин без обходной»;
- ОРУ 110кВ – по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин»;
- ОРУ 35кВ – по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;
- ЗРУ 10кВ – по схеме «Одна, секционированная выключателями, система шин».

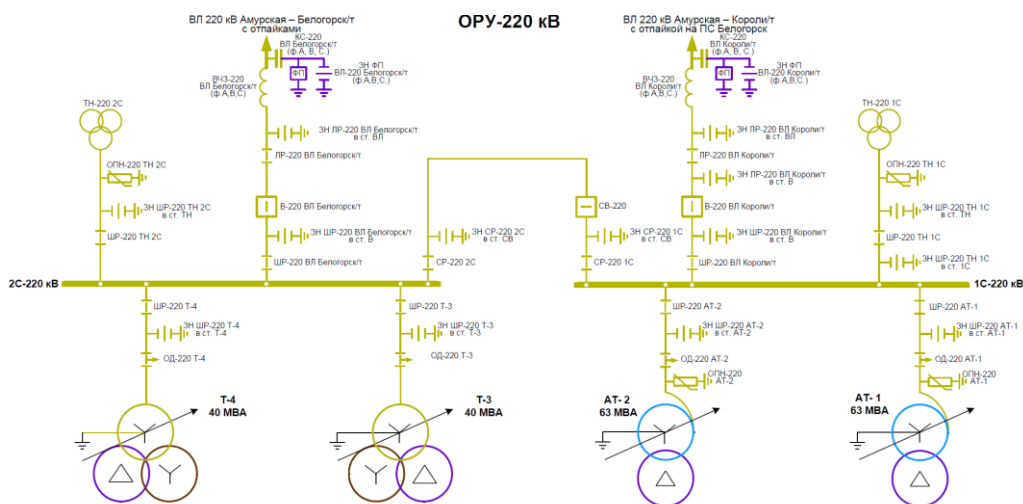


Рисунок 3 – ОРУ 220кВ – по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин без обходной»

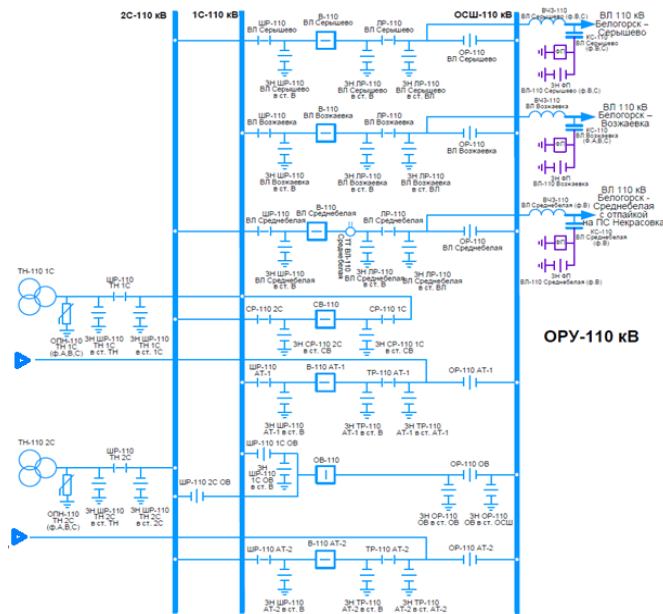


Рисунок 4 – ОРУ 110кВ – по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин»

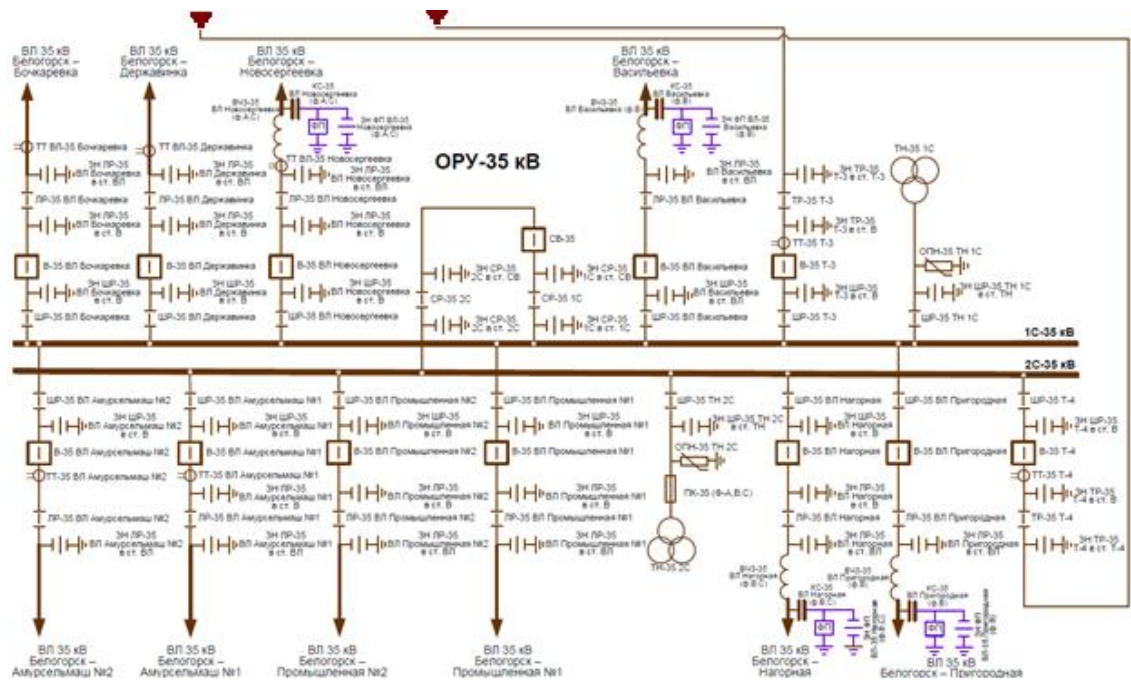


Рисунок 5 – ОРУ 35кВ – по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»

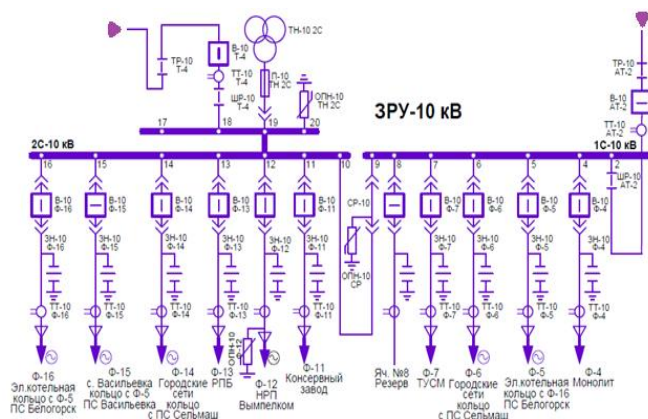


Рисунок 6 – ЗРУ 10кВ – по схеме «Одна, секционированная выключателями, система шин»

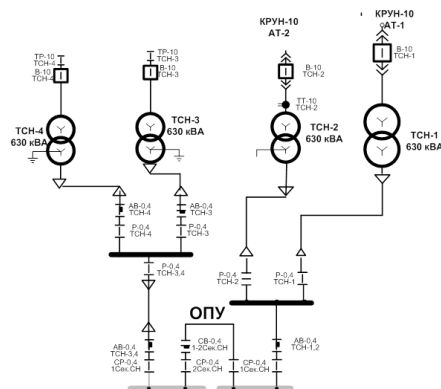


Рисунок 7 – Схема СН ПС 220 кВ «Белогорск»

Сводный перечень оборудования подстанции

Трансформаторы силовые: АТДЦТН-63000/220/110/10 – 2 шт.; ТДТН-40000/220/35/10 – 2 шт.

Суммарная установленная мощность ПС 220/110/35/10 кВ «Белогорск» - 206 МВА.

Линейные вводы количество по напряжениям:

- воздушных: 220 кВ – 2 шт.; 110 кВ – 3 шт.; 35 кВ – 10 шт.
- кабельных: 10 кВ – 9 шт.

Высоковольтные выключатели: У-220М-1000-2000-25У1 – 3 шт.; МКП-110М-1000/630-20У1 – 7 шт.; С-35М-630-10 – 9 шт.; ВМД-35 – 1 шт.; МКП-35-1000-25АУ1 – 3 шт.; ВМПЭ-10-630-20УЗ – 3 шт.; ВВВ-10-4/400У2 – 2 шт.;

ВМП-10 – 1 шт.; МГГ-10-1000-45ТЗ – 1 шт.; ВМГ-133 – 6 шт.; ВМГ-10-630-20УЗ – 4 шт.

Разъединители: РНДЗ-16-220/1000 – 12 шт.; ОД-220 – 4 шт.; РНДЗ-16-110/1000 – 14 шт.; РНДЗ-26-110/1000 – 8 шт.; РНД(З)-1-356/1000У1 – 19 шт.; РНД(З)-2-356/1000У1 – 7 шт.

Компенсирующие устройства (ШР, БСК, СК, СТК...): ЗДР – 2шт.

Трансформаторы напряжения: НКФ-220-58У1 – 2 шт.; НКФ-110-57 – 2 шт.; НАМИ-35 – 2 шт.; НТМИ-10 – 3 шт.

Трансформаторы тока: ТФЗМ-35 600/5 – 2 шт.; ТФЗМ-35 А – 5 шт.

Грозозащита: контур заземления и молниезащита.

Аккумуляторная батарея: ОР – 25.

Собственные нужды (схема, источники): ТМ-630/10У1 – 4 шт.

2.2 Анализ существующей схемы ОРУ 220 кВ ПС «Белогорск»

Открытое распределительное устройство 220 кВ ПС 220/110/35/10 кВ «Белогорск» выполнено по схеме № 220-9, «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

В ОРУ установлены масляные баковые выключатели типа У-220М-1000-2000-25У1 с приводами ШПЭ-44П и со встроенными трансформаторами тока, трансформаторы напряжения НКФ, разъединители типа РНДЗ-1 220/1000 с ручными приводами на главных и заземляющих ножах, а также отделители типа ОД-220/1000У1.

К преимуществам существующей схемы ОРУ-220 кВ можно отнести ряд решений:

1. Связь секций через секционный выключатель обеспечивает разделение схемы при повреждении одной из секций и не требует полного обесточивания подстанции при ремонте секции.

2. Схема обеспечивает более надежную связь между отдельными узлами энергосистемы в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

3. Схема проста и наглядна в обслуживании, что практически исключает ошибочные операции с разъединителями.

Относительно низкая стоимость.

К недостаткам схемы соответственно можно отнести, следующие замечания:

1. На все время проведения контроля или ремонта секции сборных шин один источник питания отключается;
2. Возможность полного погашения подстанции при повреждении секционного выключателя, являющегося общим элементом для обеих секций;
3. Применение отделителей: низкая надёжность - поскольку отделители располагаются в основном в ОРУ, то осадки могут привести к отказу срабатывания отделителя (в целях обеспечения надежного отключения повреждений, уменьшения времени включения и отключения действием защит электросетевых элементов рекомендуется произвести замену ОД и КЗ на выключатели).

Из недостатков следует выделить основные, а именно:

отсутствие выключателя в цепи автотрансформаторов и трансформаторов на напряжении 220 кВ при использовании баковых масляных выключателей в качестве линейных и секционного;

- подключение двух автотрансформаторов на одну секцию 220 кВ приводит к отключению от сети 220 кВ обоих трансформаторов на время отключения секции (планового или аварийного) и снижению надежности электропитания потребителей 110 кВ.

Анализ существующей схемы ОРУ 220 кВ подстанции «Белогорск» показывает, что она не отвечает современным требованиям и не позволяет обеспечить электроснабжение района с требуемой степенью надёжности.

Основной целью данной работы является повышение надежности электропитания потребителей посредством реконструкции схемы ОРУ 220 кВ ПС «Белогорск».

Данная реконструкция подстанции позволит повысить надежность электропитания и качество электроэнергии, получаемой потребителями рассматриваемого района.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Расчет токов и мощности короткого замыкания

Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих элементов по электродинамической и термической устойчивости производится по току трехфазного короткого замыкания $I_k^{(3)}$, ударному току короткого замыкания $i_{уд}$. На основании исходных данных и принятой схемы главных электрических соединений составляется структурная и расчетная схемы. При расчете токов короткого замыкания аналитическим методом следует предварительно по исходной расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. Сопротивление всех элементов схемы и ЭДС источника энергии выражаем в именованных единицах. Исходными данными для реконструкции проекта подстанции стали расчетные токи короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС 550 кВ Амурская и ПС 220 кВ Завитая.

Номинальное напряжение, $U_{ном}=220$ кВ.

Ток короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС Амурская, $I_k=9317$ А.

Ток короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС Завитая, $I_k=6474$ А.

Данные сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$U_{ст}$, кВ	Максимальный режим
		$I_k^{(3)}$, кА
Шины 220 кВ ПС Амурская	220	9,317
Шины 220 кВ ПС Завитая	220	6,474

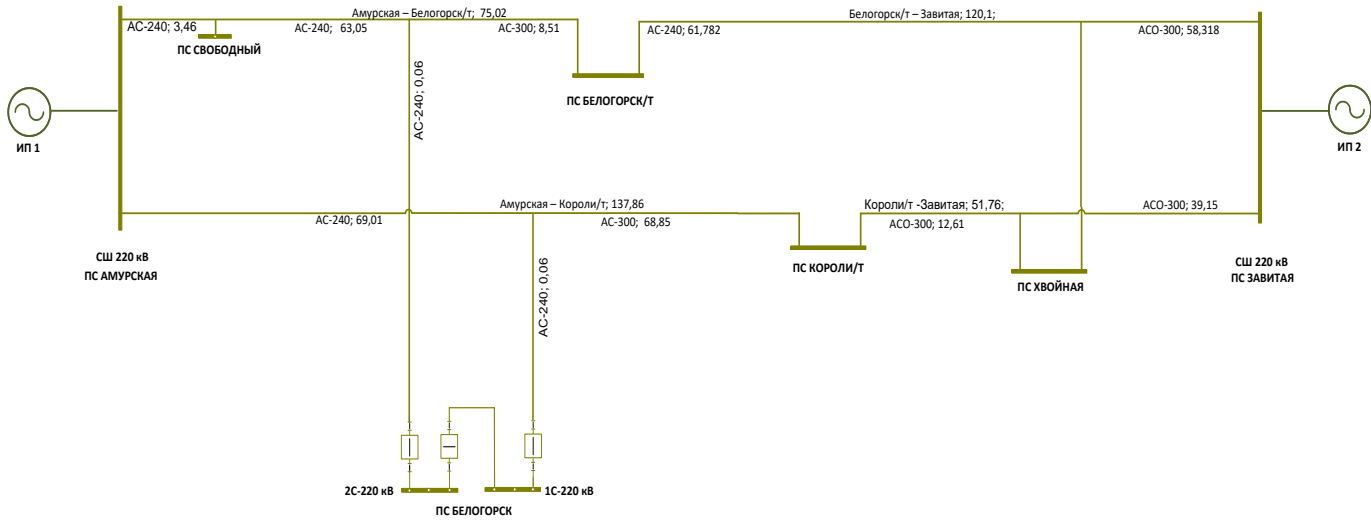


Рисунок 8 – Расчетная схема

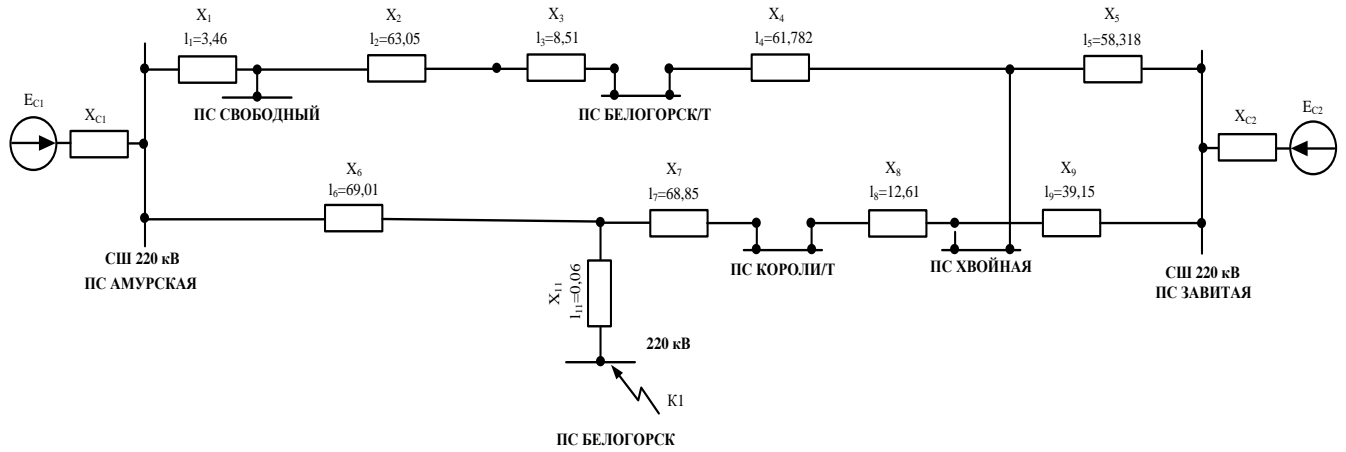


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета токов КЗ в т. К₁

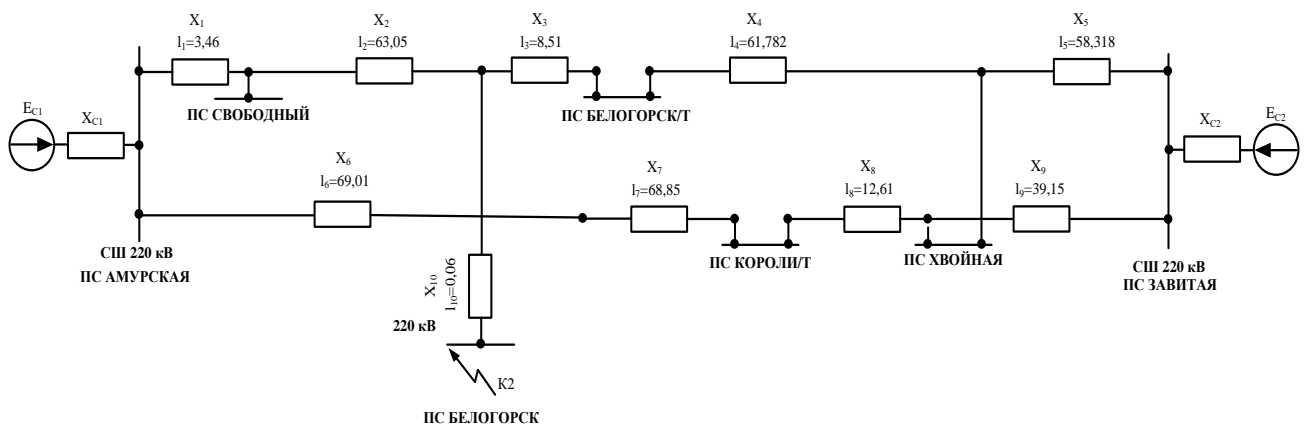


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов КЗ в т. К

Таблица 2 – Данные по участкам ЛЭП

Наименование	Марка провода	Длина участка, км
СШ 220 кВ ПС Амурская-ПС Свободный	АС-240	$l_1=3,46$
ПС Свободный-ПС Белогорск	АС-240	$l_2=63,05$
ПС Белогорск-ПС Белогорск/т	АС-300	$l_3=8,51$
ПС Белогорск/т-ПС Хвойная	АС-240	$l_4=61,782$
ПС Хвойная-СШ 220 кВ ПС Завитая	АС-300	$l_5=58,318$
СШ 220 кВ ПС Амурская-ПС Белогорск	АС-240	$l_6=69,01$
ПС Белогорск-ПС Короли/т	АС-300	$l_7=68,85$
ПС Короли-ПС Хвойная	АСО-300	$l_8=12,61$
ПС Хвойная-СШ 220 кВ ПС Завитая	АСО-300	$l_9=39,15$

3.2 Сопротивление элементов

Определяем параметры элементов необходимые для расчета токов короткого замыкания.

Сопротивления систем x_{c1} и x_{c2} найдем из выражения:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ст}}{\sqrt{3} \cdot x_c}, \quad (1)$$

$$x_c = \frac{U_{ст}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}}. \quad (2)$$

Сопротивления систем x_{c1} и x_{c2} в максимальном режиме:

$$x_{c1} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 9,317} = 19,619 \text{ Ом},$$

$$x_{c2} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 6,474} = 13,633 \text{ Ом.}$$

3.3 Результирующее сопротивление

Для намеченных точек короткого замыкания, показанных на схемах замещения (рисунок 9 и рисунок 10) преобразуем схемы и определим результирующее сопротивление.

Преобразуем схему для определения токов короткого замыкания в точке K_1 (рисунок 9 и рисунок 10) в направлении от источников до точки короткого замыкания. Упрощаем схему путем замены параллельно и последовательно включенных сопротивлений одним эквивалентным сопротивлением; преобразованием треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду.

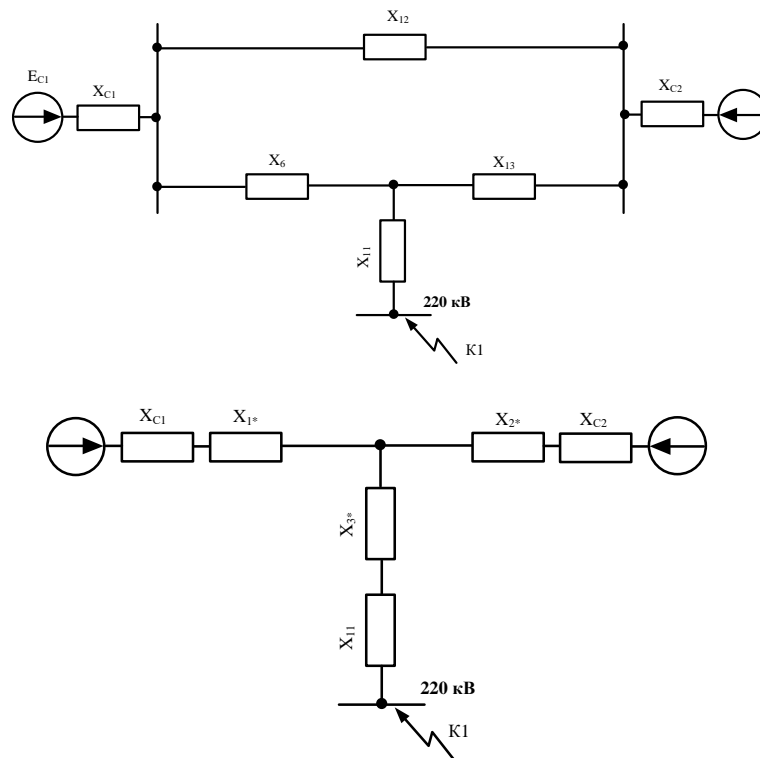


Рисунок 11 – Преобразование схемы для расчета токов к.з. в точке K_1 (1 этап)

Примем, что потенциал ЭС1 равен потенциалу ЭС2. В этом случае их можно рассматривать как одну питающую точку.

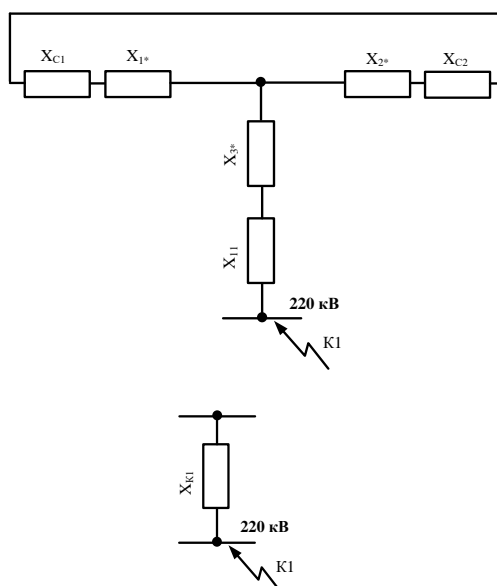


Рисунок 12 – Преобразование схемы для расчета токов к.з. в точке К₁ (2 этап)

При расчете токов короткого замыкания принимаем $x_0=0,435$ Ом/км для провода АС-240, $x_0=0,429$ Ом/км для проводов АС-300 и АСО-300.

$$x_1 = l_1 \cdot 0,435 = 3,46 \cdot 0,435 = 1,505 \text{ Ом};$$

$$x_2 = l_2 \cdot 0,435 = 63,05 \cdot 0,435 = 27,427 \text{ Ом};$$

$$x_3 = l_3 \cdot 0,429 = 8,51 \cdot 0,429 = 3,651 \text{ Ом};$$

$$x_4 = l_4 \cdot 0,435 = 61,782 \cdot 0,435 = 26,875 \text{ Ом};$$

$$x_5 = l_5 \cdot 0,429 = 58,318 \cdot 0,429 = 25,018 \text{ Ом};$$

$$x_6 = l_6 \cdot 0,435 = 69,01 \cdot 0,435 = 30,019 \text{ Ом};$$

$$x_7 = l_7 \cdot 0,429 = 68,85 \cdot 0,429 = 29,537 \text{ Ом};$$

$$x_8 = l_8 \cdot 0,429 = 12,61 \cdot 0,429 = 5,41 \text{ Ом};$$

$$x_9 = l_9 \cdot 0,429 = 39,15 \cdot 0,429 = 16,795 \text{ Ом};$$

$$x_{10} = l_{10} \cdot 0,435 = 0,06 \cdot 0,435 = 0,0261 \text{ Ом};$$

$$x_{11} = l_{11} \cdot 0,435 = 0,06 \cdot 0,435 = 0,0261 \text{ Ом}.$$

В общем виде эквивалентные сопротивления при последовательном соединении элементов цепи равны сумме сопротивлений отдельных элементов

$$x_{12} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 = \\ = 1,505 + 27,427 + 3,651 + 26,875 + 25,018 = 84,476 \text{ Ом};$$

$$x_{13} = x_7 + x_8 + x_9 = 29,537 + 5,41 + 16,795 = 51,742 \text{ Ом}.$$

Преобразуем треугольник сопротивлений x_6 , x_{12} и x_{13} в эквивалентную звезду сопротивлений x_{1*} , x_{2*} и x_{3*} :

$$x_{1*} = \frac{x_6 \cdot x_{12}}{x_6 + x_{12} + x_{13}} = \frac{30,019 \cdot 84,476}{30,019 + 84,476 + 51,742} = 15,254 \text{ Ом};$$

$$x_{2*} = \frac{x_{12} \cdot x_{13}}{x_6 + x_{12} + x_{13}} = \frac{84,476 \cdot 51,742}{30,019 + 84,476 + 51,742} = 26,294 \text{ Ом};$$

$$x_{3*} = \frac{x_6 \cdot x_{13}}{x_6 + x_{12} + x_{13}} = \frac{30,019 \cdot 51,742}{30,019 + 84,476 + 51,742} = 9,344 \text{ Ом}.$$

Найдем результирующее сопротивление x_{k1}

$$x_{k1} = (x_{c1} + x_{1*}) \cdot (x_{c2} + \frac{x_{2*}}{(x_{c1} + x_{1*}) + (x_{c2} + x_{2*}) + x_{3*} + x_{11}}) \\ = \frac{(19,619 + 15,254) \cdot (13,633 + 26,294)}{(19,619 + 15,254) + (13,633 + 26,294)} + 9,344 + 0,0261 = 27,985 \text{ Ом}.$$

Преобразуем схему для определения токов короткого замыкания в точке K_2 (рисунок 13 и рисунок 14) в направлении от источников до точки короткого замыкания. Упрощаем схему путем замены параллельно и последовательно включенных сопротивлений одним эквивалентным сопротивлением; преобразованием треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду.

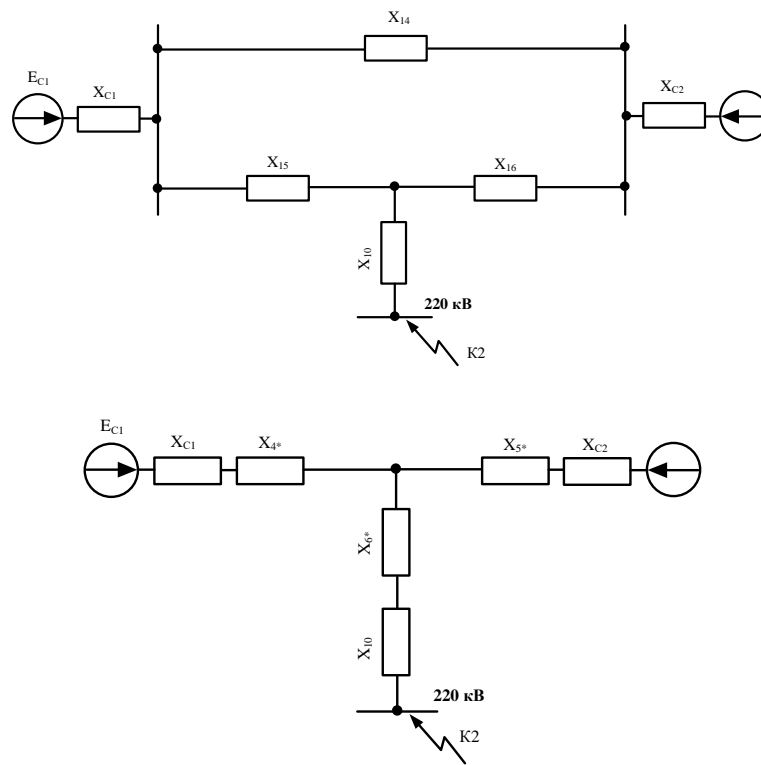


Рисунок 13 – Преобразование схемы для расчета токов к.з. в точке K_2
(1 этап)

Примем, что потенциал ЭС1 равен потенциалу ЭС2. В этом случае их можно рассматривать как одну питающую точку.

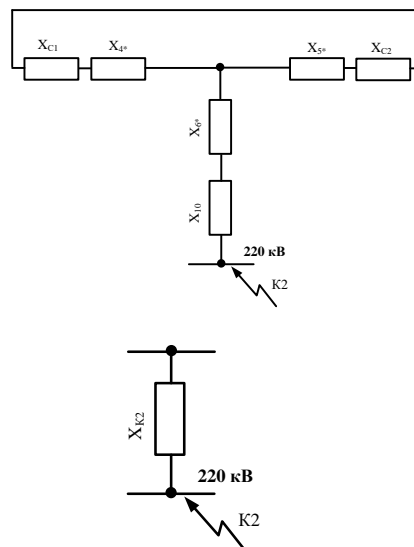


Рисунок 14 – Преобразование схемы для расчета токов к.з. в точке K_2 (2 этап)

В общем виде эквивалентные сопротивления при последовательном соединении элементов цепи равны сумме сопротивлений отдельных элементов

$$x_{14} = x_6 + x_7 + x_8 + x_9 = 30,019 + 29,537 + 5,41 + 16,795 = 87,761 \text{ Ом};$$

$$x_{15} = x_1 + x_2 = 1,505 + 27,427 = 28,932 \text{ Ом};$$

$$x_{16} = x_3 + x_4 + x_5 = 3,651 + 26,875 + 25,018 = 55,544 \text{ Ом}.$$

Преобразуем треугольник сопротивлений x_{14} , x_{15} и x_{16} в эквивалентную звезду сопротивлений x_{4*} , x_{5*} и x_{6*} :

$$x_{4*} = \frac{x_{14} \cdot x_{15}}{x_{14} + x_{15} + x_{16}} = \frac{87,761 \cdot 28,932}{87,761 + 28,932 + 55,544} = 14,741 \text{ Ом};$$

$$x_{5*} = \frac{x_{14} \cdot x_{16}}{x_{14} + x_{15} + x_{16}} = \frac{87,761 \cdot 55,544}{87,761 + 28,932 + 55,544} = 28,301 \text{ Ом};$$

$$x_{6*} = \frac{x_{15} \cdot x_{16}}{x_{14} + x_{15} + x_{16}} = \frac{28,932 \cdot 55,544}{87,761 + 28,932 + 55,544} = 9,33 \text{ Ом}.$$

Найдем результирующее сопротивление x_{k2}

$$\begin{aligned} x_{k2} &= (x_{c1} + x_{4*}) \cdot \left(x_{c2} + \frac{x_{5*}}{(x_{c1} + x_{4*}) + (x_{c2} + x_{5*}) + x_{6*} + x_{10}} \right) \\ &= \frac{(19,619 + 14,741) \cdot (13,633 + 28,301)}{(19,619 + 14,741) + (13,633 + 28,301)} + 9,33 + 0,0261 = 28,241 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания

После преобразования схемы и нахождения результирующего сопротивления, определяем начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания:

$$I_{п0} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot x_{рез}}. \quad (3)$$

Ток короткого замыкания в максимальном режиме в т. К₁:

$$I_{п0} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 27,985} = 4,538 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания в максимальном режиме в т. К₂:

$$I_{п0} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 28,241} = 4,498 \text{ кА.}$$

Из проведенного расчета видно, что значение тока короткого замыкания в максимальном режиме в т. К₁ больше значения тока короткого замыкания в максимальном режиме в т. К₂. Следовательно, для проведения дальнейших расчетов и выбора оборудования принимаем ток КЗ в т. К₁.

Значение периодической составляющей тока короткого замыкания в максимальном режиме:

$$I_{п0} = 4,538 \text{ кА.}$$

Начальное значение аperiodической составляющей трехфазного тока короткого замыкания

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в общем случае следует считать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент короткого замыкания:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}. \quad (4)$$

Поскольку исходная расчетная схема имеет только последовательно включенные элементы, то апериодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять по формуле:

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (5)$$

где i_{a0} – начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания, кА; T_a – постоянная времени затухания, с.

Согласно [4] для системы $T_a = 0,03$ с.

Для точки K_1 в максимальном режиме:

$$i_{a0t} = \sqrt{2} \cdot \left(4,538 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = \sqrt{2} \cdot (4,538 \cdot 0,717) = 4,601 \text{ кА.}$$

3.4 Ударный ток короткого замыкания

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд}. \quad (6)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (7)$$

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 1,718;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,718 \cdot 4,538 = 11,025 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов токов к.з.

Точка короткого замыкания	Максимальный режим		
	$I_{\text{нп}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
K ₂₂₀	3,012	4,538	11,025
K ₁₁₀	1,279	14,101	19,94
K ₃₅	1,679	5,037	7,123
K ₁₀	-	11,106	23,806

4 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОРУ 220 кВ ПС «БЕЛОГОРСК»

4.1 Определение максимальных рабочих токов

Максимальный рабочий ток РУ 220кВ, А:

$$I_{p.max} = \frac{k_{пер} \sum S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ру.вн}}, \quad (8)$$

где $\sum S_{тр}$ – суммарная мощность силовых трансформаторов, кВАр; $k_{пер}$ = 1,4 – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов; $U_{ру.вн}$ – класс напряжения распределительного устройства, кВ;

$$I_{p.max} = \frac{1,4 \cdot (63+63+40+40) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 756,854 \text{ А.}$$

4.2 Расчет теплового импульса

Для проверки электрических аппаратов и токоведущих элементов по термической устойчивости в режиме короткого замыкания необходимо определить величину теплового импульса, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ из [4] по формуле:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (9)$$

где $I_{по}$ – начальное значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания, кА; $t_{откл}$ – время отключения выключателя, с; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

Время отключения выключателя, с:

$$t_{откл} = t_{рза} + t_{ср} + t_{в}, \quad (10)$$

где $t_{\text{рза}}$ – время срабатывания защиты, с ($t_{\text{рза}} = 2$); $t_{\text{ср}}$ – собственное время срабатывания защиты, с ($t_{\text{ср}} = 0,5$); $t_{\text{в}}$ – собственное время отключения выключателя, с ($t_{\text{в}} = 0,04$);

$$t_{\text{откл}} = 2 + 0,5 + 0,04 = 2,54\text{с.}$$

Подставив данные в формулу 5.2 получим:

$$B_k = 4,538^2 \cdot (2,54 + 0,03) = 52,925\text{кА}^2\cdot\text{с.}$$

Подстанция размещена в районе с нормальными атмосферными условиями. Внешняя изоляция оборудования и ошиновка ОРУ принимается нормального исполнения для I степени загрязнения атмосферы, с удельной эффективной длиной пути утечки 1,6 см/кВ, согласно с [1].

Сейсмичность района площади ПС составляет 6 баллов. Средний из абсолютных минимумов температуры в районе подстанции равен минус 37°C. В связи с этим открыто устанавливаемое оборудование принимается исполнения У1 по [2].

4.3 Выбор выключателей

Выключатели выбирают в зависимости от места установки (внутренняя или наружная) и условий их работы. При выборе выключателей его паспортные параметры сравнивают с расчетными условиями работы. Выбор выключателей произведен по методике изложенной в [4], согласно следующих условий:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}}, \quad (11)$$

где $U_{\text{н}}$ –напряжение выключателя, кВ; $U_{\text{р}}$ – рабочее напряжение РУ, кВ.

2. По номинальному длительному току:

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р макс}}, \quad (12)$$

где I_H – номинальный ток выключателя, А; $I_{p\max}$ – максимальный рабочий ток присоединения, где устанавливают выключатель, А.

3. По отключающей способности:

- по номинальные периодические тока отключения

$$I_{\text{откл}} \geq I'', \quad (13)$$

где $I_{\text{откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА; I'' – расчетное (действующее) значение периодической составляющей тока короткого замыкания, который предстоит отключать выключателю, кА.

- по аperiodической составляющей тока отключения

$$i_{at} \leq i_{a\text{ ном}} \cdot \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{отк}}, \quad (14)$$

где i_{at} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент размыкания контактов выключателя, кА; $i_{a\text{ ном}}$ – расчетное (действующее) значение периодической составляющей тока, кА; β_H – номинальное нормированное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе в зависимости от наименьшего времени от начала короткого замыкания до расхождения дугогасительных контактов τ , которое находится по формуле:

$$\tau = t_{z,\text{min}} + t_{\text{св}} = 0,01 + t_{\text{св}}, \quad (15)$$

где $t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I \quad (16)$$

- эквивалентная проверка отключения полного тока короткого замыкания производится по условию

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot (1 + \beta_{\text{н}}) \geq. \quad (17)$$

4. По термической стойкости:

$$W_k \leq I_{\text{T}^2} \cdot t_{\text{T}}; \quad (18)$$

где I_{T^2} – полный ток термической стойкости, кА; t_{T} – время протекания тока термической стойкости, с.

5. По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (19)$$

где $i_{\text{пр.скв.}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания, кА; $i_{\text{уд}}$ – ударный расчетный ток, кА.

По условиям работы для ОРУ-220 кВ ПС «Белогорск» выбираем элегазовый высоковольтный колонковый выключатель HPL 245B1 с дугогасительным устройством компрессионного типа с использованием механической энергии привода как для перемещения контактов, так и для создания потока элегаза для охлаждения и прерывания дуги. Длина пути утечки 25 мм/кВ, (большая длина – по запросу заказчика) Температурный диапазон минус 30 до 40 °С (возможна эксплуатация при температурах до -55 °С или до +70 °С, по требованию). Расчетная высота установки 1000 м над уровнем моря (другая высота установки – по запросу). Отсутствие конденсаторов выравнивания напряжения делает их более надежными и менее требовательными к техобслуживанию. Для эксплуатации в экстремальных внешних условиях выключатели серии HPL могут поставляться с защитными лакокрасочными покрытиями. Механическая стойкость выключателя обеспечивает достаточный запас прочности при нормальных ветровых нагрузках, статических и динамических нагрузках со стороны проводов.

Элегазовый выключатель HPL рассчитан на срок эксплуатации более 30 лет или 10 000 коммутаций без нагрузки, число механических операций под нагрузкой до срока проведения обслуживания определяется величиной

отключаемого тока. Выключатель HPL 245B1 управляется механизмом управления с моторно-пружинным приводом типа BLG, установленным в компактном брызгозащищенном и коррозионностойком корпусе, прикрепленном к опорной конструкции. Все выключатели серии HPL оборудованы одним указателем плотности элегаза на каждый полюс. Система герметизации элегаза (SF₆) содержит двойные уплотнительные кольца круглого сечения из нитрильного каучука во всех неподвижных уплотнениях и двойные X-образные (по форме сечения) кольца на всех динамических уплотнениях.

Таблица 4 – Технические характеристики выключателя HPL 245B1

Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	40
Ток термической стойкости (3 с), кА	40
Параметры сквозного тока КЗ, кА:	
- начальный пик	100
- начальное действующее значение периодической составляющей	40
Нормированное испытательное напряжение, кВ	
- грозового импульса, 1.2/50мкс	900
относительно земли	1050
на отключенном выключателе	
- промышленной частоты 50 гц, 1 мин	440
относительно земли	440
на отключенном выключателе	
Собственное время отключения, мс	19 ± 3
Полное время отключения, мс, не более	40
Собственное время включения, мс, не более	65
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,3
Давление газа в МПа (кгс/см ²) при 20 ⁰ С при котором	
- срабатывает предупредительная сигнализация	0,62 (6,2)
- блокируется работа выключателя	0,6 (6,0)
Масса выключателя полная, кг	5530
Масса элегаза (SF ₆), кг	39

Произведем проверку данного выключателя.

1. По номинальному напряжению, кВ:

$$U_H = 220 \geq U_p = 220.$$

2. По номинальному длительному току, А:

$$I_{дл} = 2000 > I_{pmax} = 756,854.$$

3. По отключающей способности:

- по номинальному периодическому току отключения, кА:

$$I_{откл} = 40 > I'' = 4,538.$$

- по аperiodической составляющей тока отключения:

Собственное время отключения выключателя $t_{св} = 0,02$ с, тогда:

$$t_M = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с};$$

$$\beta_H = f(0,03) = 0,5;$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-\frac{t_M}{\tau_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,538 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,05}} = 6,418 \cdot 0,55 = 3,53 \text{ кА};$$

$$i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 40 = 28,28 \text{ кА};$$

$$i_{at} < i_{a \text{ ном}}.$$

- по отключению полного тока короткого замыкания, кА:

$$\sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot (1 + \beta_H) \geq;$$

$$\sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,5) \geq (\sqrt{2} \cdot 4,538 + 3,53);$$

$$84,85 > 9,94.$$

4. По термической стойкости, кА²с:

$$I_{T^2} \cdot t = 40^2 \cdot 3 = 4800 > B_K = 52,925.$$

5. По электродинамической стойкости, кА:

$$i_{\text{пр.скв}} = 100 > i_{\text{уд}} = 11,025.$$

Результаты расчетов сведены в таблицу .

Таблица 5 – Проверка выключателей

Условия выбора выключателей	Наименование РУ или присоединения, тип выключателя
$U_H \geq U_p$, кВ	220 ≥ 220
$I_H \geq I_{p \text{ max}}$, А	2000 > 756,84
$I_{\text{откл}} \geq I''$, кА	40 > 4,538
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а ном}} \cdot \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{отк}}$, кА	3,53 < 28,28
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot (1 + \beta_H) \geq$, кА	84,85 > 9,94
$I_{T^2} \cdot t \geq B_K$, кА ² с	4800 > 52,925
$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{уд}}$, кА	100 > 11,025

Из приведенного расчета видно, что выключатель типа HPL 245B1 удовлетворяет всем условиям проверки, следовательно, его можно применять в ОРУ-220 кВ ПС «Белогорск».

4.4 Выбор разъединителей

Основное назначение разъединителя – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

В качестве разъединителей возьмем разъединитель SGF-245.

Разъединители серии SGF предназначены для создания видимых разрывов в электрических цепях и (в случае необходимости) заземления отключённых участков. Они также пригодны для коммутации малых токов или таких токов, при которых на их выводах не происходит значительного изменения напряжения. Основные технические характеристики разъединителя представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики разъединителя

Наименование параметра	Норма
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток, А	2000
Ток электродинамической стойкости для разъединителя и заземлителя, кА	100
Ток термической стойкости для разъединителя и заземлителя, кА	40
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока КЗ для разъединителя, с	3

Выбор разъединителей производится аналогично выбору выключателей, без проверки по отключающей способности. Результаты проверки представлены в таблице 6.

Таблица 7 – Выбор разъединителей

Условия выбора разъединителей	Разъединитель ОРУ 220 кВ SGF-245
$U_n \geq U_p$, кВ	220 > 220
$I_n \geq I_{p \max}$, А	2000 > 756,84
$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$, кА ² с	4800 > 52,925
$i_{пр.скв.} \geq i_{уд}$, кА	100 > 11,025
Тип привода	MT-100

Из расчетов видно, что данный тип разъединителей удовлетворяет всем условиям проверки, следовательно, их можно применять в ОРУ-220 кВ ПС «Белогорск».

4.5 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначается для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

При строительстве ПС 110/35/10 кВ «Агрокомплекс» для защиты оборудования подстанции от грозовых и коммутационных перенапряжений предусматривается установка ограничителя перенапряжений нелинейных, которые будут устанавливаться в КРУ-35 кВ, КРУ 10 кВ, у вводов 35 кВ и вводов 10 кВ трансформаторов (Т1, Т2), а также на проектируемых

блоках КТПБ-110 кВ вблизи проектируемых силовых трансформаторов.

Таким образом, ОПН 35 кВ и ОПН 10 кВ, установленные в ячейках трансформаторов напряжения, обеспечивают защиту сборных шин 35 кВ и 10 кВ соответственно, а ОПН 35 кВ и ОПН 10 кВ установленные непосредственно у соответствующих вводов силовых трансформаторов (Т1, Т2) обеспечивают защиту трансформаторов от грозовых перенапряжений

не зависимо от коммутационного положения вводных выключателей 35 и 10 кВ. Трансформаторы 110 кВ по режимам работы сети могут работать как с нормально разземленными, так и с нормально заземленными нейтралью, поэтому в их нейтральных предусматриваются заземлители и ОПН 110 кВ. Данный ОПН соединяется с нейтралью силового трансформатора без коммутационных аппаратов, чтобы при отключении заземлителя ЗОН-110 нейтраль трансформатора оставалась защищенной.

Проектируемые нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-110 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее II, Iпр не менее 650А), ОПН-

35 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее III, Iпр не менее 900А), ОПН-10 УХЛ1(класс пропускной способности не менее II, Iпр не менее 650А), обеспечивают надёжную защиту силовых трансформаторов и

оборудования ОРУ-110 кВ, КРУ 35 кВ, КРУ 10 кВ при грозовых импульсах, при несимметричных КЗ на ПС и при наибольшем длительном рабочем напряжении. Для контроля тока утечки ОПН-110 кВ и ОПН-35 кВ оснащаются или датчиками тока, или системой мониторинга, в зависимости от производителя ОПН. Места установки ОПН выбраны в соответствии с требованиями ПУЭ, изд.7 и приведены на схеме и плане подстанции, см. на чертежах «Однолинейная схема подстанции Агрокомплекс» и «План подстанции. Разрезы».

Выбор ОПН

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{н.р.}$, которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (22)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратко-

сти воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (23)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{231}{1,52} = 152 \text{ кВ}$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПН-220/156/10 УХЛ1 При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, определяемая по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (24)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 236 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом} / 5, \text{ с. } 201/$;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно вычислить по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (25)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{550}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 550} = 495,49 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитываем по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (26)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(495,49 - 236)}{470} \cdot 236 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 319,06 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (27)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{319,06}{220} = 1,4 \text{ кДж/кВ}$$

Защита существующего и вновь устанавливаемого оборудования ОРУ 220 кВ от волн перенапряжения, приходящих с ВЛ, осуществляется существующими ограничителями перенапряжений марки ОПН-220/156/10 УХЛ1.

4.6 Выбор трансформаторов тока

ИМВ 245 – маломасляный измерительный трансформатор тока бакового типа с U-образной первичной обмоткой. Первичная обмотка состоит из одного или нескольких параллельных алюминиевых или медных проводников U-образной формы, выполненных по типу ввода с емкостными обкладками. Проводники изолированы специальной бумагой, имеющей высокую диэлектрическую и механическую прочность, низкие диэлектрические потери, по-

вышенную стойкость к старению. Благодаря гибкости конструкции трансформаторов тока типа ИМВ, они могут быть укомплектованы большим числом сердечников вторичных обмоток или сердечниками с большим поперечным сечением. Сердечники для измерений изготавливаются из сплава никеля, обладающего малыми потерями (это позволяет получить высокой класс точности) и низким уровнем насыщения.

Сердечники для защит выполнены из высококачественной стальной ленты с ориентированной структурой. По заказу в трансформаторе могут быть применены сердечники, имеющие немагнитный зазор. Вторичная обмотка состоит из медного провода с двухслойной эмалевой изоляцией, поэтому утечки тока между обмотками и между дополнительными отпайками обмоток незначительны.

Применение кварцевого песка позволило снизить объем масла, а также обеспечить повышенную механическую устойчивость сердечников и первичной обмотки при транспортировке и воздействии токов КЗ.

Основанием трансформатора является алюминиевый бак, в котором расположены сердечники с вторичными обмотками. Изолятор, монтируемый на крышке бака, представляет собой высокопрочную фарфоровую покрывку с коричневой глазурью. По требованию заказчика покрывка может быть выполнена из светло-серого фарфора или кремний-органической резины. Система уплотнений трансформатора состоит из кольцевых уплотнительных прокладок.

Производитель: АВВ; Номинальное напряжение, кВ: 220; Наибольшее рабочее напряжение, кВ: 245; Наибольший рабочий ток, А: 1000; Класс точности: 0,2s/0,5/10p/10p/10p; Ток динамической стойкости, кА: 100; Ток термической стойкости, кА (с): 40 (3);

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.С}}, \quad (20)$$

где $U_{\text{ном}}$ –напряжение первичной обмотки трансформатора тока, кВ;
 $U_{\text{ном.с}}$ –напряжение сети, кВ;

$$220 = 220;$$

По максимальному рабочему току цепи, в которую включается трансформатор тока:

$$I_{1\text{max}} \geq I_{\text{р.мах}}, \quad (21)$$

где $I_{1\text{max}}$ – наибольший рабочий ток первичной цепи трансформатора тока, А. Его величина выбирается как можно ближе к значению $I_{\text{р.мах}}$ так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей[3];
 $I_{\text{р.мах}}$ – максимальный рабочий ток присоединения, А;

$$1000 \geq 756,84;$$

По электродинамической стойкости:

$$I_{\text{пр.с}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (22)$$

где $I_{\text{пр.с}}$ – ток динамической стойкости, кА; $i_{\text{уд}}$ – ударный ток, кА.

$$100 \geq 11,025;$$

По термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}}, \quad (23)$$

)

где $I_{\text{терм}}^2$ – предельный ток термической стойкости, кА; $t_{\text{терм}}$ – время прохождения тока термической стойкости, равный 3с;

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек};$$

$$4800 \geq 52,925.$$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

4.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения проверяют по следующим условиям:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (24)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;

Конструкция и схема соединения обмоток должны соответствовать назначению трансформатора, которые могут быть одно- или трёхфазными.

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \geq S_{\text{ном}}, \quad (25)$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА.

Для упрощения расчётов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{\text{пр}} \cdot \cos \phi_{\text{пр}})^2 + (\Sigma S_{\text{пр}} \cdot \sin \phi_{\text{пр}})^2} = \sqrt{\Sigma P_{\text{пр}}^2 + \Sigma Q_{\text{пр}}^2}, \quad (26)$$

где $P_{пр}$ – сумма активной нагрузки приборов, Вт; $Q_{пр}$ – сумма реактивной нагрузки приборов, Вар.

Для счётчиков активной и реактивной нагрузки $\cos \varphi = 0,38$, $\sin \varphi = 0,93$. Для остальных приборов $\cos \varphi = 1$.

Вторичную нагрузку трансформаторов напряжения составляют приборы контроля и измерения, а также реле напряжения, входящие в комплекты защит.

Полная мощность, подключенная к ТН-220 кВ

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{64,36^2 + 113,46^2} = 130,4 \text{ ВА.}$$

Таблица 8 – Трансформаторы напряжения, установленные на подстанции "Белогорск"

Наименование присоединения	Тип трансформатора напряжения	$U_H \geq U_{уст}$ кВ	$S_{2H} \geq S_{2РАСЧ.}$ ВА
ОРУ-220 кВ	СРВ-245	220=220	400,0 \geq 130,4

5. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – коммутационные и грозовые перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю. Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности применяются тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищают несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны со-

блюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства[5].

5.2 Расчёт заземлителя подстанции

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [2].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (27)$$

$$S = (63 + 2 \cdot 1,5) \cdot (33 + 2 \cdot 1,5) = 2376 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (28)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверим на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (29)$$

где $T = t_{01} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверим сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (30)$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

где $T = 240 \text{ мес}$ - время использования заземлителя за 20 лет

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (31)$$

Для средней полосы $H = 2 \text{ м}$ – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 259,92 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаю расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 10 \text{ м}$.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (32)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 2376}{10} = 475,2 \text{ м};$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (33)$$

$$m = \frac{475,2}{2 \cdot \sqrt{2376}} - 1 = 8,74$$

Принимаем: $m = 10$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \quad (34)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 4,87 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (35)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2376} \cdot (10 + 1) = 1072,37 \text{ м}$$

Определяю количество вертикальных электродов.

Принимаю: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 4 \cdot 5 = 20 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (36)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2376}}{20} = 9,74$$

Принимаю: $n_B = 10$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (37)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ -эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (38)$$

где ρ_1, ρ_2 –удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (39)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (40)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ расчёт коэффициента k производится по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяю:

$$\rho_3 = 30 \cdot \left(\frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляется расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{2376}} + \frac{1}{1072,37 + 10 \cdot 5} \right) = 0,28 \text{ Ом}$$

где - A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{2376}} = 0,102; \quad (41)$$

Принимаю: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (42)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2376}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,41;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u \tag{43}$$

$$R_u = R \cdot a_u = 0,28 \cdot 1,41 = 0,394$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

5.3 Расчёт молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы [2].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

На ОРУ 220 кВ произведем расчет для зоны защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ [9].

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 31,75 \text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (44)$$

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 31,75 = 26,98 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (45)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 33 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_x = 11,2$ м. – на уровне шинного портала;

$h_x = 16,7$ м. – на уровне линейного портала.

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{C0} = r_0 = 33 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (46)$$

$$h_{CX} = 26,98 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75) \cdot (42 - 31,75) = 25,13$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{nm} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) \quad (47)$$

$$r_{cx}^{nm} = 33 \cdot \left(\frac{20,11 - 11,2}{20,11} \right) = 14,6$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (48)$$

$$r_x = 33 \cdot \left(1 - \frac{11,2}{26,98} \right) = 19,25$$

Дальше расчёт молниезащиты выполняется аналогичным образом, результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результат расчета молниезащиты.

<i>Молниеотводы</i>	<i>L, м</i>	<i>r_x на уровне защищаемого объекта, м</i>	<i>r₀ на уровне земли, м</i>
1-2	42	19,3	33

5.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые) [5].

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (49)$$

где $U_{50\%}$ – Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ;

z – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

Доля опасных перенапряжений возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы:

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (50)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{ОП} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} \quad (51)$$

где $l_{гирл}$ – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

R_u – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [5]:

$$P_{пр} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (52)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{ПИ} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{пр} \cdot p_\alpha \cdot P_{пр} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \quad (53)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км² поверхности;

A – Длина территории подстанции, м;

B – Ширина территории подстанции, м;

$R_{экв}$ – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

p_α – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

$\eta_{пр}$ – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

$\eta_{он}$ – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозных разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (54)$$

Число опасных грозных перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{оп_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_э) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{пр} + \delta_{он} \cdot p_{он} \cdot \psi_{он}) \quad (55)$$

где N – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{гроз_ч}$ – Число грозных часов;

$l_{оп_зона}$ – Длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$ – Количество отходящих линий;

$k_э$ – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (просека);

$\psi_{пр}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про прорыв молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

$\psi_{он}$ – Доля опасных для изоляции пс импульсов про обратные перекрытия изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

$\delta_{он}$ – Доля грозных ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}} \quad (56)$$

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000789 раз. Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов в ОРУ равна 1259 лет. Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,00174 раза.

Р Релейная защита ВЛ 220 кВ Белогорск-Амурская на базе терминала ШЭ2607 включает в себя:

С 1) продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ);

Ч 2) дифференциально-фазную (ДФЗ) защиту;

Е 3) защиту с высокочастотной блокировкой (направленная высокочастотная фильтровая защита);

4) комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

А Установка второй быстродействующей защиты предусматривается на особо ответственных линиях напряжением 110-220 кВ, если при отказе срабатывания или выводе из действия основной быстродействующей защиты отключение короткого замыкания на линии резервной защитой с выдержкой времени может привести к нарушению устойчивости нагрузки, к нарушению технологии особо ответственных производств, надежной работы атомных станций, а также требований экологии. [16]

Н Две основные быстродействующие защиты должны устанавливаться на кабельных и кабельно-воздушных линиях, а также на воздушных линиях в местах массовой застройки.

В качестве второй быстродействующей защиты может быть использован комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих или блокирующих сигналов.

О Для обеспечения взаимодействия полукомплектов быстродействующих защит должны использоваться высокочастотные каналы связи (ВЧКС), кабельные линии связи (КЛС) и волоконно-оптические линии связи (ВОЛС). При наличии ВОЛС предпочтение следует отдавать варианту с ДЗЛ.

Б Необходимо, чтобы ступенчатые защиты также входили в терминалы ДФЗ и ДЗЛ.

Л

О

Г

О

В зависимости от типа и количества каналов связи между подстанциями необходимо использовать один из следующих вариантов исполнения защит ВЛ 220 кВ Призейская – Зейская ГЭС:

- ЛЭП с одной быстродействующей защитой (ВЧКС):
- ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ
- КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов + КСЗ
- ЛЭП с одной быстродействующей защитой (ВОЛС)
- ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ
- ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВЧКС)
- ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов
- КСЗ с передачей разрешающих сигналов + КСЗ с передачей блокирующих сигналов
- ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВОЛС)
- ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДЗЛ с функциями ступенчатых защит
- ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (ВОЛС + ВЧКС)
- ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов
- ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДФЗ с функциями ступенчатых защит. [18]

Комплект ступенчатых защит должен содержать дистанционную и токовую направленную защиту нулевой последовательности. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях.

Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

На линиях 110-220 кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает:

- токовую (если удовлетворяется требование селективности) или дистанционную защиту от многофазных коротких замыканий;
- токовую направленную/ненаправленную защиту от КЗ на землю.

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

В нашем же случае в качестве основной защиты будет продольная дифференциальная защита линии (ДЗЛ), а в качестве резервных будет комплект ступенчатых защит, который включает в себя дистанционную защиту (ДЗ) и токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП). [19]

6.1 Расчет продольной дифференциальной защиты линии

Принцип действия продольных дифференциальной защиты линии основан на сравнении значения и фазы токов в начале и конце защищаемой ВЛ 220 кВ Белогорск-Амурская. Сравнение токов по значению и фазе осуществляется в реагирующем органе (реле тока). Для этой цели вторичные обмотки ТТ, установленных по концам защищаемой ЛЭП и имеющих одинаковые коэффициенты трансформации, при помощи соединительного кабеля подключаются к дифференциальному реле (реагирующему органу) таким образом, чтобы при внешнем КЗ ток в реле был равен разности токов, а при КЗ на ЛЭП их сумме.

Современные устройства ДЗЛ могут сравнивать: 1) мгновенные значения токов (выборки токов) по концам ЛЭП; 2) вектора токов по концам ЛЭП.

В первом случае производится передача оцифрованных мгновенных значений токов на другой конец ЛЭП. Использование мгновенных величин токов позволяет иметь малые времена срабатывания ДЗЛ. Однако это требует принятия дополнительных мер для предотвращения неправильных действий защиты при насыщении измерительных ТТ.

Современные устройства ДЗЛ имеют ряд преимуществ по сравнению с другими устройствами защит ЛЭП с абсолютной селективностью – диффе-

рениально-фазной защитой (ДФЗ) и направленной защитой с высокочастотной блокировкой (ВЧБ):

1) пофазное сравнение токов в ДЗЛ позволяет выполнить естественный и надёжный выбор повреждённых фаз. Как известно, при реализации ДФЗ и ВЧБ применяют комбинированные фильтры, преобразующие трёхфазную систему токов в однофазную, для того чтобы обеспечить защиту трёх фаз ЛЭП, используя только один ВЧ-канал.

2) ДЗЛ может применяться в сетях со слабым источником питания, а также для защиты тупиковых ЛЭП 110-220 кВ. Необходимость установки быстродействующей защиты может возникнуть на тупиковых ЛЭП 110-220 кВ, питающих крупные промышленные предприятия с непрерывным производственным процессом, критичных к длительной просадке напряжения.

3) ДЗЛ может применяться для защиты кабельных и ВЛ 220 кВ Белогорск-Амурская.

Уставка выбирается исходя из условий отстройки:

- от емкостного тока линии;
- от тока небаланса максимального нагрузочного режима.

В случае необеспечения коэффициента надёжности отстройки от небаланса внешнего КЗ уставку необходимо загрузить. [20]

Отстройка от емкостного тока линии осуществляется по следующей формуле:

$$I_{\text{ДФФ}} \geq (2,5 \div 3) \cdot I_{\text{ЕМК}}, \quad (57)$$

$$I_{\text{ЕМК}} = \frac{2 \cdot \pi}{\sqrt{3}} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot f_{\text{НОМ}} \cdot C_{\text{уд.линии}} \cdot I_{\text{ЛЭП}}, \quad (58)$$

где $I_{\text{ЕМК}}$ – емкостной ток ЛЭП; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение ЛЭП; $f_{\text{НОМ}}$ – номинальная частота ЛЭП; $l_{\text{ЛЭП}}$ – длина линии электропередачи; $C_{\text{уд.линии}}$ – удельная емкость ЛЭП.

$$I_{\text{ЕМК}} = \frac{2 \cdot 3,14}{\sqrt{3}} \cdot 220000 \cdot 50 \cdot 0,0342 \cdot 10^{-6} \cdot 72,71 = 46,84 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ДИФФ}} \geq (2,5 \div 3) \cdot 46,84 = 140,52 \text{ А.}$$

Отстройка от тока небаланса максимального нагрузочного режима:

$$I_{\text{ДИФФ}} \geq 0,2 \cdot I_{\text{РАБ МАКС}}, \quad (59)$$

где $I_{\text{РАБ МАКС}}$ – максимальный рабочий ток, протекающий по ЛЭП;

$$I_{\text{ДИФФ}} \geq 0,2 \cdot 525 = 105 \text{ А.}$$

При внешнем КЗ во вторичной цепи ТТ возникает небаланс, обусловленный погрешностями ТТ в условиях переходного процесса. Его величину можно оценить как:

$$I_{\text{ДИФФ ВНЕШ}} = I_{\text{НБ}} = I_{\text{К max}}^{(3)} \cdot \varepsilon, \quad (60)$$

где $I_{\text{К max}}^{(3)}$ – максимальный трехфазный ток короткого замыкания «за спиной» защиты; ε – относительная погрешность ТТ.

$$I_{\text{ДИФФ ВНЕШ}} = 14101 \cdot 0,1 = 1410,1 \text{ А.}$$

Расчет тормозного тока:

$$I_{\text{ТОРМ}} = I_{\text{ДИФФ}} + \varepsilon \cdot I_{\text{НБ}}; \quad (61)$$

$$I_{\text{ТОРМ}} = 105 + 0,1 \cdot 1410,1 = 246,01 \text{ А.}$$

Расчет показал, что при данном повреждении защита сработает ложно. Необходимо дальнейшее заглубление уставки, исходя из условия отстройки от небаланса внешнего КЗ:

$$I_{\text{ДИФФ}} > I_{\text{НБ}} \cdot (K_{\text{Н}} - \varepsilon), \quad (62)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности; $K_{\text{Н}} = 1,5$.

$$I_{\text{ДИФФ}} > 1410,1 \cdot (1,5 - 0,1) = 1974,14 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К min}}^{(2)}}{I_{\text{ТОРМ}}} = \frac{I_{\text{К min}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФФ}} + \varepsilon \cdot I_{\text{К min}}^{(2)}}, \quad (63)$$

где $I_{\text{К min}}^{(2)}$ – двухфазный ток КЗ в минимальном режиме системы.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1839}{1974,14 + 0,1 \cdot 1839} = 1,32.$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности может принимать значение от 1,2 до 2,0. В нашем случае на практике данный коэффициент так же допустим для защиты.

6.2 Расчет дистанционной защиты

Дистанционными называют направленные защиты с относительной селективностью, выполняемые с использованием реле минимального сопротивления.[17]

Основным элементом дистанционной защиты является дистанционный орган, определяющий удаленность КЗ от места установки защиты. В качестве органа используется реле сопротивления.

ДЗ состоит из:

1) I ступень по уставке срабатывания охватывает 80% длины защищаемой линии (это основная ступень, работающая при КЗ на ВЛ 220 кВ Белогорск-Амурская).

2) II ступень защищает 100% линии и шины своей и противоположной подстанции (именно она заводится на все виды ускорений).

3) III ступень используется для дальнего резервирования, т.е. должна работать при отказе защит на смежных присоединениях.

Расчет данной защиты производим с помощью программы ТКЗ 3000:

Первичное сопротивление срабатывания $Z_{с.з.}^I$ выполняется без выдержки времени.

Рассчитываем уставку для первой зоны ДЗ:

Для защищаемой линии получаем уставку: $Z_1=12,8$ Ом.

Так как на смежной линии 220 кВ «Белогорск-Амурская» так же используется данная защита, то целесообразно согласовать вторую ступень защищаемой линии с первой ступенью смежной линии.

Рассчитываем вторую зону ДЗ через согласование со смежной линией «Белогорск-Амурская» с уставкой: $Z_1=14,3$ Ом.

Получаем уставку: $Z_2=23,2$ Ом.

Для правильной работы защиты (обеспечения селективности и чувствительности) необходимо выполнить проверку чувствительности каждой ступени ДЗ по току точной работы при КЗ между тремя фазами в расчетной точке. Для второй ступени при КЗ в конце защищаемой линии или на наиболее удаленной отпайке, для третьей ступени – в конце зоны резервирования в минимальном режиме работы питающей сети при максимальной подпитке ответвительных ПС (при их наличии).

Определяем коэффициент чувствительности для второй зоны ДЗ при минимальном режиме работы при $Z_2=23,2$ Ом: $K_{\text{ч}}=1,51$.

Согласно ПУЭ чувствительность второй ступени ДЗ к металлическим м/ф КЗ в конце линии и на шинах ответвительных ПС должна быть не ниже 1.25, при наличии третьей ступени, а для третьей ступени ДЗ не ниже 1.5 при КЗ на своей линии и не ниже 1.2 – при КЗ в зоне резервирования.

1.3 Выбор сопротивления срабатывания и выдержки времени срабатывания третьей ступени ДЗ аналогичен, с тем лишь исключением, что условие согласования выполняется со второй или третьей ступенями смежной линии.

За сопротивление срабатывания принимается сопротивление, удовлетворяющее всем расчетным для рассматриваемого случая условиям, т.е. наименьшее из сопротивлений, полученных в результате расчетов.

Рассчитываем третью ступень ДЗ через согласование со второй и третьей ступенями смежной линии «Белогорск-Амурская»:

Уставки для согласования: $Z_2=24$ Ом; $Z_3=165$ Ом.

Получаем уставку: $Z_3=330$ Ом.

Выполняем отстройку от нагрузки: $I_{\text{н}}=710$ А.

В результате получаем: $K_{\text{ч}}=2,0$.

При КЗ в одном из трансформаторов и отключении питающей линии включение последней в работу и восстановление питания ПС производится с помощью АПВ.

Выбор времени срабатывания защиты.

I ступень ДЗ

На ВЛ 220 кВ Белогорск-Амурская, в которой возможны качания, ступень должна быть заведена под блокировку. Для линий, не имеющих ответвительных ПС, рекомендовано собственное время срабатывания ступени (0,04с). Для линий, питающих ответвительные ПС с выключателем или ОД и КЗ на высокой стороне, необходимо вводить небольшое замедление ступени, чтобы дать отработать быстродействующим защитами при КЗ на высокой стороне или в самом трансформаторе (0,05сек дополнительно к собственному времени).

II ступень ДЗ

Для ВЛ 220 кВ Белогорск-Амурская, в которой возможны качания, уставка ступени с первой выдержкой времени должна быть заведена под блокировку, если время срабатывания 1 – 1,5 сек и должна быть согласована с блокируемой выдержкой времени защит предыдущих ВЛ. Вторая выдержка времени выбирается по согласованию с неблокируемой выдержкой времени защит предыдущих ВЛ. $\Delta t=0,25-0,3$ сек, если согласовываются защиты на микропроцессорной базе, $\Delta t=0,4-0,5$ сек, если согласование выполняется с электромеханическими или статическими (микроэлектронными) УРЗ.

III ступень ДЗ

Поскольку ступень выполняет функции дальнего резервирования и есть возможность резервирования отключения КЗ за трансформаторами ответвительных ПС на линии должно быть выполнено согласование с уставкой МТЗ на высокой стороне трансформатора. $\Delta t=0,25-0,3$ сек, если согласовываются защиты на микропроцессорной базе, $\Delta t=0,4-0,5$ сек, если согласование выполняется с электромеханическими или статическими (микроэлектронными) УРЗ.

Если ступень отстроена от КЗ за трансформаторами ответвительных ПС, то время срабатывания выбирается по согласованию с защитами предыдущих или параллельной ВЛ.

Сведём полученные результаты в таблицу:

Таблица 10 – Уставки дистанционной защиты

	I зона	II зона	III зона
Z, Ом	12,8	23,2	330
$t_{с.з.}$, с	0,04	1,2	4,5

6.3 Расчет токовой защиты нулевой последовательности

В сетях 110 кВ и выше большое распространение получила ступенчатая ТЗНП. Ступенчатая релейная защита предназначена для устранения токов КЗ на землю.[18]

Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) выполнена четырехступенчатой и содержит следующие основные измерительные органы:

- цифровые измерительные органы тока четырех ступеней (в руководстве по эксплуатации - реле тока);
- цифровые измерительные органы направления мощности (в руководстве по эксплуатации - разрешающее реле направления мощности РНМр и блокирующее реле направления мощности РНМб).

Реле тока включены на ток нулевой последовательности и имеют широкий диапазон уставок срабатывания. Реле направления мощности включены на ток и напряжение нулевой последовательности.

Контроль направленности I и II ступеней защиты выполнен с использованием разрешающего реле направления мощности. Контроль направленности III и IV ступеней – с использованием блокирующего или разрешающего реле направления мощности.

ТЗНП состоит из:

- 1) Первая ступень, действует без выдержки времени, охватывает 40-60% длины линии, остальные ступени имеют выдержки времени.
- 2) Вторая ступень, охватывает 90-100% длины линии.

3) Третья ступень, надежно охватывает линию до шин противоположной подстанции.

4) Четвертая ступень применяется для дальнего резервирования.

В соответствии с ПУЭ для цифровых токовых реле должны обеспечиваться следующие минимальные значения коэффициентов чувствительности:

- при повреждении в конце защищаемой линии –1,5 по току и напряжению;

- при повреждении в конце зоны резервирования –1,2 по току и напряжению.

Расчет ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности в общем случае сводится к определению:

–Тока срабатывания и выдержек времени отдельных ступеней защиты;

–Чувствительности защиты.

Отстройка от тока небаланса при качаниях не производится, в предположении, что I и II ступени защиты отстроены от этого режима по току срабатывания, а более чувствительные ступени не будут срабатывать в связи с тем, что время действия этих ступеней больше периода качаний.

6.4 Расчет АПВ линии

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение (АПВ) ВЛ 220 кВ Белогорск-Амурская и сборных шин (ошиновок) открытых распределительных устройств.

На воздушной линии электропередачи 220 кВ Белогорск-Амурская ГЭС, обходном выключателе, шинах (ошиновке) напряжением 110-220 кВ должно применяться 3-фазное АПВ с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

При выполнении АПВ должно быть реализовано:

- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;

- запрет при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;

- возможность запрета АПВ от внешних устройств;
- оперативный ввод/вывод АПВ, изменение алгоритма контроля АПВ посредством местного и (при наличии АСУ ТП) удаленного доступа;
- разные выдержки времени АПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин).

На линиях с двухсторонним питанием при обосновании должны предусматриваться следующие виды контроля цепи пуска АПВ:

- с контролем отсутствия напряжения на линии (шинах) и наличия напряжения на шинах (АТ, Т);
- с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии (АТ, Т);
- с контролем наличия синхронизма напряжений на линии и на шинах.

Расчет АПВ производится по трем критериям:

- По условию деионизации среды;
- По условию готовности привода выключателя к повторному включению после отключения;
- По выдержкам последним ступеней резервных защит

Из всех вышеперечисленных условий выбирается вариант с самой большой выдержкой времени.

По условию деионизации среды время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения должно определяться по выражению:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{Д}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (64)$$

где $t_{\text{Д}}$ – время деионизации. Для сетей 220 кВ рекомендуется принимать $t_{\text{Д}}=0,3-0,4$ с; $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса. Принимается $t_{\text{ЗАП}}=0,4-0,5$ с.

$$t_{\text{АПВ}} \geq 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с.}$$

По условию готовности привода выключателя $t_{\text{Г.П}}$ к повторному включению после отключения:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{Г.П}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (65)$$

где, $t_{\text{Г.П}}$ – время готовности привода. Принимается равным $t_{\text{Г.П}} = 0,4 - 0,5 \text{ с.}$;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса. Принимается равным $t_{\text{ЗАП}} = 0,3 - 0,5 \text{ с.}$

$$t_{\text{АПВ}} \geq 0,4 + 0,5 = 0,9 \text{ с.}$$

При выборе выдержки времени АПВ с двухсторонним питанием принимается третье условие:

$$t_{\text{АПВ}} = t_{\text{С.32}} - t_{\text{С.31}} + t_{\text{ОТК2}} - t_{\text{ОТК1}} + t_{\text{Д}} - t_{\text{ВЛК1}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (66)$$

где, $t_{\text{С.31}}$, $t_{\text{ОТК1}}$, $t_{\text{ВЛК1}}$ – наименьшие выдержки времени первой ступени защиты, времена отключения и включения выключателя на конце расчетной линии; $t_{\text{ВЛК1}} - 0,062 \text{ с}$ (для элегазового выключателя); $t_{\text{С.32}}$, $t_{\text{ОТК2}}$ – выдержка времени второй (третьей) ступени защиты и время отключения выключателя с противоположной стороны линии; $t_{\text{Д}}$ – время деионизации; $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса;

Если принять для упрощения $t_{\text{ОТК1}} = t_{\text{ОТК2}}$ и $t_{\text{С.31}} = 0$, то:

$$t_{\text{АПВ1}} = 1,5 + 0,3 - 0,062 + 0,6 = 2,24 \text{ с.}$$

Для того, чтобы замыкание транзита происходило при угле, меньшем максимально допустимого по расчету значения $\phi_{\text{MAX}} = 40^\circ$, угол срабатывания реле KSS выбирается по формуле:

$$\varphi_{\text{с.р}} = \varphi_{\text{MAX}} \cdot \frac{t_{\text{АПВ1}}}{k_{\text{H}}(1 + k_{\text{B}})t_{\text{ВЛК1}} + t_{\text{АПВ1}}} ; \quad (67)$$

$$\varphi_{\text{с.р}} = 40 \cdot \frac{2,24}{1,1 \cdot (1 + 0,8) \cdot 0,062 + 2,24} = 38^\circ$$

Таким образом была запроектирована релейная защита ЛЭП 220 кВ Белогорск-Амурская база терминала ШЭ2607. Расчет и выбор уставок по току и времени соответствующих защит производился согласно ПУЭ 7 издание и дополнительной литературе в части РЗАиА. Комплект защит в купе с АПВ позволит эксплуатировать воздушную линию без потери надежности и обеспечит сохранность электротехнического оборудования в случае возникновения токов короткого замыкания или схлестывания проводов на линии.

7. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Безопасность

В зависимости от характера воздействия на организм человека опасных факторов различают следующие виды производственных травм:

- механические повреждения (ушибы, ранения, вывихи, переломы, сотрясения мозга и др.);
- поражения электрическим током (электроудары, электротравмы);
- термические (ожоги, тепловые удары, обморожения);
- химические (ожоги, острые отравления);
- комбинированные, вызванные одновременным воздействием нескольких факторов с различными последствиями.

Причины производственного травматизма можно условно подразделить на следующие основные группы: технические, санитарно-гигиенические, организационные, психофизиологические.

7.1.2. Требования к обслуживающему персоналу

Согласно требованиям ПУЭ на любом электроэнергетическом объекте должен осуществляться постоянный и периодический контроль технического состояния электроустановок. Постоянный контроль должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования должны производиться лицами, ответственными за их безопасность. Также должен быть назначен персонал, отвечающий за технический надзор оборудования.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение техниче-

ских условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе энергоустановок и их компонентов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

Технический персонал, производящий осмотры и ремонт электроустановок, должен подтверждать знание правил техники безопасности путем сдачи экзамена по ПТБ на соответствующую группу с выдачей удостоверения. Помимо этого от персонала требуется знание оперативных схем, должностных и эксплуатационных инструкций и особенностей оборудования.

7.1.3 Основные электрозщитные средства

Главным фактором при обслуживании электрообъектов, является поражения персонала электрическим током. Поэтому подстанция должна быть укомплектована средствами индивидуальной защиты персонала.

Персонал, обслуживающий электроустановки, делятся на оперативно-выездные бригады, обслуживающие подстанции и распределительные электросети, и персонал централизованного ремонта подстанций, воздушных и кабельных линий. Численность бригад и её состав с учетом групп по электробезопасности определяется исходя из условий выполнения работы. Электрические средства, находящиеся в пользовании оперативно-выездных и ремонтных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, необходимо хранить в ящиках, сумках и чехлах. Средства защиты, находящиеся в эксплуатации, проходят периодические испытания, их сроки и виды испытаний нормируются в [1]. Помимо комплектования оперативно-выездных и ремонтных бригад, существуют нормы комплектования средствами защиты РУ, п/ст, щитов и пультов. В таб.1 приведены нормы комплектования средствами защиты п/ст.

Таблица – 11 средства защиты.

Средства защиты	Наименование, допустимое количество
1. Изолирующая штанга.	2 шт.
2. Указатель напряжения.	2 шт.
3. Изолирующие клещи.	по 1 шт. на 10 и 35 кВ.
4. Диэлектрические перчатки.	не менее 2 пар.
5. Диэлектрические боты.	1 пара
6. Переносное заземление.	не менее 2 на каждое напряжения
7. Шланговый противогаз.	2 шт.
8. Защитные очки.	2 пары.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

7.1.4 Безопасность при проверке и обслуживании устройств РЗиА

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток трансформаторов тока, независимо от их числа, допускается выполнять заземление только в одной точке.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле, цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах.

В цепях между трансформаторами тока и зажимами, где установлена закоротка, запрещается производить работы, которые могут привести к замыканию цепи.

При производстве работ на трансформаторах тока или их вторичных цепях необходимо соблюдать следующие меры безопасности :

а) шины первичных цепей не использовать в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже, при выполнении сварочных работ не использовать их в качестве токоведущих цепей.

б) цепи измерений и защиты присоединять к зажимам указанных трансформаторов тока после полного окончания монтажа вторичных схем;

в) при проверке полярности, приборы которыми она производится, до подачи импульса тока в первичную обмотку надёжно присоединять к зажимам вторичной обмотки.

Работа в цепях устройств релейной защиты, электроравтоматики и телемеханики производится по исполнительным схемам, запрещается работа по памяти.

При проверке цепей измерения, сигнализации, управления и защиты в случае необходимости в помещении электроустановок напряжением выше 1000В разрешается оставаться одному лицу из состава бригады по условиям работы; лицо, находящееся отдельно от производителя работ, должно иметь группу не ниже 3; этому лицу производитель работ должен дать необходимые указания по технике безопасности.

При работах в цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постоянного источника снимается предохранитель со стороны высшего и низшего напряжений и отключаются автоматы от вторичных обмоток.

7.2 Экологичность

7.2.1 Электроэнергетика и экологичность

Электроэнергетика является одной из наиболее опасных с точки зрения экологической безопасности отраслей экономики. Негативное воздействие электроэнергетических объектов на окружающую среду имеет несколько составляющих: задымление, электромагнитное воздействие, тепловое воздей-

ствии, радиоактивное воздействие (АЭС), запыление, химическое загрязнение, поражение живых организмов электрическим током и ряд других.

В данной дипломной работе рассматривается проектирование релейной защиты и автоматики. Устройства РЗА предназначены для предотвращения развития аварийных ситуаций в энергосистеме, в процессе которых, как правило, оказывается наибольшее отрицательное воздействие на окружающую среду по многим вышеперечисленным факторам, устройства РЗА служат преградой между объектами энергетики и биосферой.

7.2.2 Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду.

Отрицательное воздействие подстанции на окружающую среду в основном имеет следующие аспекты:

- повышенный уровень акустических шумов, возникающих при работе трансформаторов и автотрансформаторов;
- опасность загрязнения почвы и грунтовых (поверхностных) вод трансформаторным маслом;
- повышенный уровень электромагнитных полей.

7.2.3 Акустические шумы

Трансформаторы являются источниками акустических шумов вследствие работы их электромагнитных систем и систем охлаждения .

Уровень шума трансформатора в эксплуатации на его рабочем месте определяется по методике, приведенной в [12].

На подстанции установлены АДЦТН-63000/220/110/10 и ТДТН-40000/220/35/10 нужно проверить на допустимый уровень шума

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (68)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (69)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (70)$$

Отсюда:
$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}}$$

Таблица 12 – Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (система охлаждения вида Д)	40	220	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов.
2	Трансформатор масляный с дутьем и принудительной циркуляцией масла	63	220	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов.

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ}=63 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $U_{НОМ}=220 \text{ кВ}$, Трансформатор масляный с дутьем и принудительной циркуляцией масла $L_{РА}=105 \text{ дБА}$.

$S_{НОМ}=40 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $U_{НОМ}=220 \text{ кВ}$, трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности $L_{РА}=97 \text{ дБА}$.

Скорректированный уровень звуковой мощности от четырех трансформаторов:

$$L_{РА}=10\lg(2\cdot 10^{0,1\cdot 97}+2\cdot 10^{0,1\cdot 105})=106,2 \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23:00 до 7:00 составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA}=45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(106,2-45)}}{2\cdot 3,14}} = 460 \text{ м.}$$

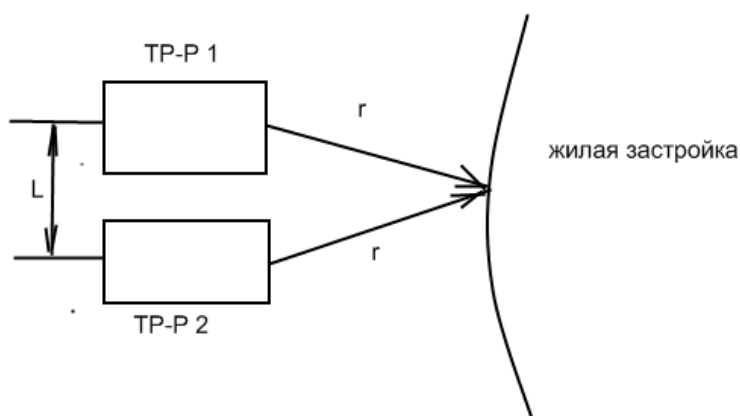


Рисунок 15 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 220 Белогорск находится на удалении более 500 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

7.2.4 Загрязнение трансформаторным маслом

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т в единице (одном баке) и баковых выключателей 220кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники .

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДТН40000/220/35/10 и АТДЦТН-63000/220/110/10 должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м.

При этом габарит маслоприемника принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла содержащегося в корпусе трансформатора .

Для трансформаторов мощностью до 10 МВА допустимо выполнение маслоприемников без отвода масла . При этом маслоприемники должны выполняться в заглублении, рассчитанном на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываются металлической решеткой, поверх которой должен быть посыпан слой чистого гравия или промытого графитного щебня, толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Удаление масла и воды из заглубленного маслоприемника должно предусматриваться переносным насосным агрегатом.

На ОРУ 220 кВ реконструируемой подстанции «Белогорск» предполагается установка двух трансформаторов ТДТН-40000/220/35/10 и двух трансформаторов АТДЦТН-63000/220/110/10. Габариты трансформатора: длина

$A=6,96$ м; ширина $B=4,35$ м; высота $H=5,58$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m=77,8$ т. Плотность масла $\rho=0,85$ т/м³.

Габариты автотрансформатора: длина $A=8,8$ м; ширина $B=6,4$ м; высота $H=7,95$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m=115$ т. Плотность масла $\rho=0,85$ т/м³.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM1} = \frac{m}{\rho} = \frac{77,8}{0,85} = 91,53 \text{ м}^3 \quad (71)$$

$$V_{TM2} = \frac{m}{\rho} = \frac{115}{0,85} = 135,3 \text{ м}^3 \quad (72)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же длина $A=6,96$ м; ширина $B=4,35$ м; высота $H=5,58$ м трансформатора и длина $A=8,8$ м; ширина $B=6,4$ м; высота $H=7,95$ м автотрансформатора до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП1} = (A+2 \cdot \Delta) \cdot (B+2 \cdot \Delta) = (6,96+2 \cdot 1,5) \cdot (4,35+2 \cdot 1,5) = 73,2 \text{ м}^2$$

$$S_{МП2} = (A+2 \cdot \Delta) \cdot (B+2 \cdot \Delta) = (8,8+2 \cdot 1,5) \cdot (6,4+2 \cdot 1,5) = 110,92 \text{ м}^2$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \text{ м}^3 \quad (73)$$

$$S_{БПТ1} = 2 \cdot (6,96+4,35) \cdot 5,58 = 126,22 \text{ м}^2;$$

$$S_{БПТ2} = 2 \cdot (8,8+6,4) \cdot 7,95 = 241,7 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{\text{УРОВНЯ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}}, \text{ м}, \quad (74)$$

$$H_{\text{УРОВНЯ1}} = 91,53/126,2 = 0,72$$

$$H_{\text{УРОВНЯ2}} = 135,3/241,7 = 0,56$$

Высота маслоприемника:

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{УРОВНЯ}} + h_{\text{Г}} + h_{\text{ПЛ}}$$

где $H_{\text{УРОВНЯ}}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{\text{Г}}$ – толщина щебня;

$h_{\text{ПЛ}}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{\text{МП1}} = 0,72 + 0,25 + 0,075 = 1,045 \text{ м.}$$

$$H_{\text{МП2}} = 0,56 + 0,25 + 0,075 = 0,885 \text{ м.}$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 17 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин. и должны оборудо-

ваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [6].

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О}, \text{ м}^3, \quad (75)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{Н_2О} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (76)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800 \text{ с}$;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{ м}^2$;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{1Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 126,22 = 45439 \text{ л} = 45,44 \text{ м}^3$$

$$V_{2Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 241,7 = 87012 \text{ л} = 87,01 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ1(ТМ+Н_2О)} = 91,53 + 0,8 \cdot 45,44 = 127,88 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ2(ТМ+Н_2О)} = 135,3 + 0,8 \cdot 87,01 = 204,91 \text{ м}^3$$

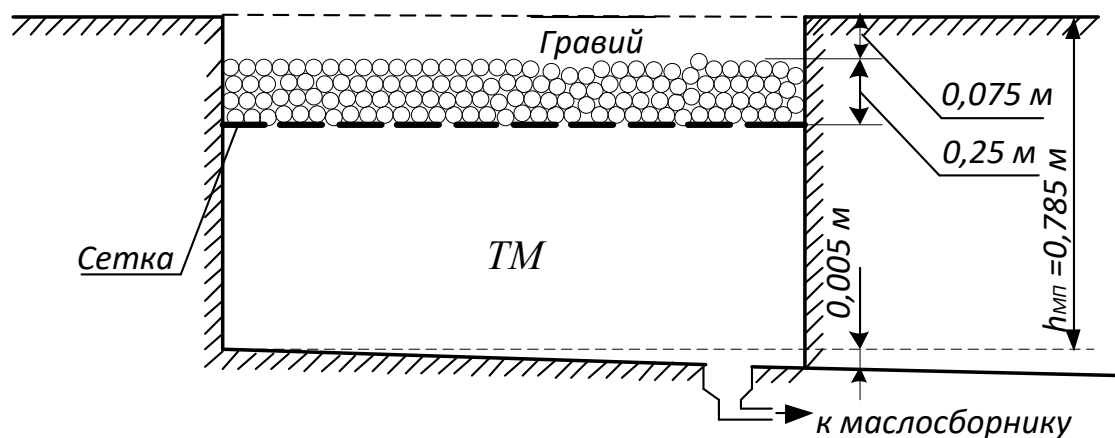


Рисунок 16 - Конструкция маслоприемника с отводом масла

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника трансформатора мы получили следующие параметры: площадь – 126,22 м²; объём масла – 91,53 м³; глубина – 0,785 м; объём маслосборника – 127,88 м³

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника автотрансформатора мы получили следующие параметры: площадь – 241,7 м²; объём масла – 135,3 м³; глубина – 0,785 м; объём маслосборника – 204,91 м³

7.3. Пожаробезопасность

7.3.1 Общие положения

Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений согласно ПУЭ должны соответствовать требованиям ППБ, подробно изложенным в [9]. Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации. На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия исходя, из особенностей производства и разработан оперативный план тушения пожара.

Стационарные установки тушения пожара, к которым относятся специальные устройства с автоматическим или, дистанционным (ручным) пуском в работу должны поддерживаться в работоспособном состоянии для обеспечения тушения пожара без непосредственного участия персонала в зоне горения.

Установки пожаротушения с дистанционным (ручным) пуском должны обеспечивать подачу огнетушащего средства в зону горения при воздействии персонала предприятия на соответствующие органы управления (кнопки, ключи, электропривод и т.п.).

Оборудование, входящее в состав установки пожарной защиты (насосы, трубопроводы, запорно-пусковая арматура, оросители, пено-генераторы, пожарные извещатели и т.п.) находится в постоянной готовности к работе,

не имеет дефектов и по технологическим параметрам соответствует паспортным данным и техническим условиям .

В соответствии с [1] за установками пожарной защиты должен быть установлен постоянный надзор со стороны работников предприятия. Документ о закреплении зон обслуживания и оборудования за цехами предприятия, определении численности персонала (бригады или группы) и лицах, ответственных за техническое обслуживание установок пожарной защиты и их готовность к работе, утверждается руководством предприятия

7.3.2 Средства пожаротушения

Первичные средства пожаротушения, находящиеся в производственных помещениях и других сооружениях и установках, передаются на сохранность соответствующим должностным лицам.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара следует устанавливать знаки по действующему государственному стандарту на видных местах внутри и вне помещений.

Переносные огнетушители на подстанции размещаются на расстоянии не менее 1,2 м от проема дверей и на высоте не более 0,5м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определить тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему.

На пожарных щитах размещаются только первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении или установке.

7.3.3 Общие требования

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

- 1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия – нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ

или замыкания на землю, а также не причинить вреда обслуживающему персоналу;

2) при нарушении правильных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении в какой-либо цепи, относящиеся к ней, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседней цепи.

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Переход страны к рыночным отношениям и проводимые реформы обусловили новую ориентацию экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий. При этом появилась необходимость решения задач, возникающих в рыночных условиях хозяйственной деятельности: совершенствования производственного учета и тарифов на электроэнергию; подготовки и переподготовки персонала; привлечения инвестиций в электроэнергетику, а также снижения издержек и себестоимости передаваемой потребителю электроэнергии.

В рыночных условиях финансовые вложения должны обеспечить их рост и надежный возврат, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения, к которым относятся непосредственно подстанции, целесообразно и необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям.

Под инвестиционным проектом понимают комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Для того чтобы оценить проектирование ПС «Белогорск» необходимо найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления.

8.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

К новому строительству относится возведение зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью затрат, включаемых в капиталовложения могут осуществляться подрядным и хозяйственным способом. В первом случае привлекается внешняя организация или фирма, специализирующаяся на сооружении и возведении энергетических и прочих строительных объектов, во втором предприятие создает временную организационную структуру, которая проводит строительномонтажные работы.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов;
- заемных средств;
- привлеченных средств;

При технико-экономическом расчете будем пользоваться укрупненными стоимостными показателями. Их легко использовать для оценки стоимости энергообъекта. УСП не учитывает налоги, а также стоимость оборудования, которое намного меньше стоимости всего объекта. В капитальные вложения на сооружение подстанций входит стоимость оборудования, необходимого для постройки подстанции – трансформаторов, выключателей, а также на установку и наладку противоаварийной автоматики. Расчет капиталовложений в оборудования сведём в таблицы 13-14.

Таблица 13 – Стоимость выключателей

Оборудование	Количество	К _в млн. руб. (цены 2021 г)	Стоимость, млн. руб.
HPL 245B1	6	2	12
Всего			12

Таблица 14 – Стоимость разъединителей

Оборудование	Количество	$K_{раз}$, млн. руб. (цены 2021 г)	Стоимость, млн. руб.
SGF-245	3	0,485	1,455
Всего			1,455

Так как стоимость элементов дана в ценах 2021 г, то в пересчете не нуждается.

Необходимо учитывать также постоянную часть затрат. Они необходимы для подготовки и благоустройства территории, станции, системы оперативного тока, подъездные дороги и т.д. Принимается с учетом схемы электрических соединений и напряжения 13 млн. руб. по состоянию на 2021 г. [19]:

$$K_{пост} = 22,18 \%$$

Где : 2 % -временные здания и сооружения;

8 % -проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

9 % -прочие работы и затраты;

3,18 % -содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль

$$K_c = 1,2218 \cdot (2 + 1,455 + 181,379 + 140,25) = 397,188 \text{ млн. руб.} \quad (77)$$

8.2 Амортизационные отчисления

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции. Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции.

Амортизационный период – срок полного погашения стоимости средств производства за счет амортизационных отчислений.

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (78)$$

$\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го вида основных средств, о.е.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (79)$$

$T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования.

Срок службы основного оборудования, учитываемого в расчетах, составляет 20 лет.

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{20} = 0,05$$

$$I_{ам} = 397,188 \cdot 0,05 = 19,8594 \text{ млн.руб.}$$

8.3 Отчисления на эксплуатацию

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборуду-

дования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системой профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Отчисления на эксплуатацию определяются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{нс}} \cdot \alpha_{\text{ЭКС.нс}} + K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{ЭКС.вл}}, \quad (80)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.вл}}$, $\alpha_{\text{ЭКС.нс}}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию ВЛ и подстанции, ТР и ТО, %. приведена в источнике [19];

$K_{\text{нс}}$, $K_{\text{вл}}$ - капиталовложения в подстанцию и ВЛ, расчет приведен выше.

Для силового электрооборудования и распределительных устройств (КРУЭ, КРУ, трансформаторы, и др.) $\alpha_{\text{ЭКС}} = 0,0121$

$$I_{\text{ЭКС}} = 397,188 \cdot 0,0121 = 4,806 \text{ млн. руб.}$$

8.4 Расчет численности персонала, обслуживающего станцию

В соответствии с документом «Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей», определим численность промышленно-производственного персонала на спроектированной подстанции.

Численность персонала приведена в таблице 13.

Таблица 15 - Численность персонала по обслуживанию электротехнического оборудования ПС

Показатель		Единица измерения	Количество единиц	Условные единицы	Численность, чел.
Силовой трансформатор	220	ед.	2	3,5 чел. на 100 ед.	0,105
Итого		1 человек			
Присоединение с элегазовым выключателем	220	ед.	14	20 чел. на 100 ед.	1,4
Итого		4 человека			
Станция	220	ед.	1	2,6 чел. на ед.	2,6
Итого		3 человека			
РЗ и А		2,075 человека			
Сумма		11 человек			

Таблица 16 - Численность ремонтного персонала

Подразделение (отдел)	Должность	Численность, чел.
1	2	3
Оперативно-диспетчерское подразделение	Диспетчер	4
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования	Мастер	2
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электросетей	Начальник лаборатории	1
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания трансформаторов	Мастер	1
Сумма	7 человек	

Плюс один человек из административно-управленческого персонала. Также возможно совмещение нескольких должностей. В итоге получаем, что для обслуживания ПС 220 кВ «Белогорск» достаточно 19 человек.

8.5 Расчет заработной платы

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, то необходимо воспользоваться статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле:

$$\Phi ЗП = 12 \cdot N \cdot ЗП , \quad (81)$$

где N – численность персонала предприятия, человек;

$ЗП = 35,837$ тыс. руб. – заработная плата по Амурской области.

$$\Phi ЗП = 12 \cdot 24 \cdot 35,837 = 10,32 \text{ млн.руб./год};$$

Ставки налогов и их распределение определяются статьей 241 НК РФ. Ставка налога рассчитывается, исходя из зарплаты сотрудника, при этом действует регрессивная шкала: чем больше зарплата, тем меньше налог. Обычный размер ставки составляет 34 %.

$$ЕСН = 0,34 \cdot \Phi ЗП = 0,34 \cdot 10,32 = 3,509 \text{ млн. руб./год.} \quad (82)$$

8.6 Расчет прочих затрат в электрическую сеть

Затраты энергоресурсов на технологические цели:

$$I_{\Delta W} = C_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (83)$$

где $C_{\Delta W} = 405,52$ – возмещение затрат на передачу 1 МВт·ч эл. энергии – стоимость 1 МВт·ч эл.потерь эл.энергии на 2021 год;

ΔW_{Σ} – суммарные потери эл.энергии в трансформаторах ПС.

$$\Delta W_{\Sigma} = 5800,154 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\Delta W} = 405,52 \cdot 5800,48 \cdot 10^{-3} = 2352,078 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие затраты:

$$I_{\text{ПРОЧ.}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКСП}} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП + E_{\text{ЕСН}}) + 0,03 \cdot K_{\text{ПС}} \quad (84)$$

$$I_{\text{ПРОЧ}} = 0,3 \cdot (143864,289 + 106459,574 + 2352,07 + 38683,008 + 10212,314) + 0,03 \cdot 2877285,782 = 478361215,898 \text{ тыс.руб.}$$

8.7 Расчет тарифов

Согласно Постановлению Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. в расчетах регулируемых тарифов на оптовом и потребительском рынках электроэнергии могут применяться следующие методы ценообразования:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяются ФСТ.

Внерезервационные расходы (с учетом внерезервационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, упла-

та сомнительных долгов, а также расходы на консервацию основных производственных средств.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

Необходимая валовая выручка, определяемая при установлении долгосрочных тарифов (1 и 2 метод расчета тарифов), рассчитывается по формуле:

$$HBB_i^D = P_i + BK_i + ДК_i + \Delta HBB_i^C \quad (85)$$

где HBB_i^D - необходимая валовая выручка, определяемая на год i ;

P_i - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, устанавливаемые на год i ;

BK_i - возврат инвестированного капитала (амортизация капитала), устанавливаемые на год i ;

$ДК_i$ - доход на инвестированный капитал, устанавливаемый на год i ;

ΔHBB_i^C - величина изменения необходимой валовой выручки, устанавливаемой на год i , производимого в целях сглаживания тарифов.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации включается доход на инвестированный капитал по следующей формуле:

$$ДК_i = РИК_{i0} \times НДСК_i + \left(\sum_{j=i0}^{i-1} И_j - \sum_{j=i0}^{i-1} ВК_j + ЧОК_i \right) \times НДК \quad (86)$$

где $ДК_i$ - доход на инвестированный капитал в году i ;

$РИК_{i0}$ - размер инвестированного капитала в долгосрочном периоде регулирования, начавшемся в году $i0$;

$\sum_{j=i0}^{i-1} И_j$ - сумма величин инвестиций, предусмотренных согласованной инвестиционной программой на долгосрочный период регулирования, начавшийся в году $i0$, с начала периода регулирования до года $i-1$ включительно;

$НДК$ - норма доходности на инвестированный капитал;

$НДСК_i$ - норма доходности на «старый» инвестированный капитал.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации включается возврат инвестированного капитала по следующей формуле:

$$ВК_i = \left(\frac{РИК_{i0}}{1 - ИИК_{i0}} + \sum_{j=i0}^{i-1} И_j \right) / СВК \quad (87)$$

где $ВК_i$ - возврат инвестированного капитала в году i ;

$РИК_{i0}$ - размер инвестированного капитала в долгосрочном периоде регулирования, начавшемся в году $i0$;

$ИИК_{i0}$ - износ инвестированного капитала в году $i0$, который устанавливается в соответствии с результатами оценки размера инвестированного капитала;

$\sum_{j=i0}^{i-1} I_j$ - сумма величин инвестиций, предусмотренных согласованной инвестиционной программой на долгосрочный период регулирования;
СВК - срок возврата инвестированного капитала.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (88)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;
 I – издержки;
 C – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = \Sigma P_{cp.год.} \cdot T_G \quad (89)$$

где $\Sigma P_{cp.год.}$ - среднегодовая потребленная электроэнергия;
 T_G - число часов в году.

$$W = 206 \cdot 0,8 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 1443648000 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

Затраты на полученную электроэнергию потребителю эл. сети на напряжение 110 (220) кВ с учетом ее передачи по сетям более высокого напряжения:

$$I_w = W \cdot 1 = 1443648 \cdot 1 = 1443648 \text{ тыс. руб.}$$

Всего годовых затрат, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП + ЕСН + I_{\text{ИПР}} \quad (90)$$

$$I_{\Sigma} = \left(143864,298 + 106459,574 + 2352,078 + \right. \\ \left. + 38683,008 + 10212,314 + 176789,952 \right) = \\ = 47861215,898$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{47861215,898}{1443648000} = 0,331 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W} = \frac{(47861215,898 - 2352078)}{1443648000} = 0,315 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_W = \frac{(I_{\Sigma} + I_W)}{W} = \frac{(47861215,898 + 2352078)}{1443648000} = 0,317 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

8.8 Расчет экономической эффективности проекта

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{\text{чт}}$) численно равна прибыли от реализации ($\Pi_{\text{от}}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль (H_t):

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\text{от}} - H_t = O_{\text{pt}} - I_t - H_t \quad (91)$$

где $O_{\text{р}}$, - стоимостная оценка результатов деятельности объекта, объема реализованной продукции в год t без НДС;

I_t , - суммарные эксплуатационные издержки в год t .

Сравнивая расчетную величину ПНП с минимальным или средним уровнем доходности, можно прийти к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта.

Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{tc} K_t = \sum_{t=tn}^{T_{OK.П}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=tn}^{T_{OK.П}} (П_{чt} + I_{ам.t}) \quad (92)$$

где tc - срок завершения инвестиций (окончания строительства);

tn - момент начала производства;

I_t - суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию;

$I_{ам.t}$ - амортизационные отчисления.

Находим величину $T_{OK.П}$ обеспечивающую равенство левой и правой частей формулы.

При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле

$$T_{OK.П} = \frac{K}{(П_{чt} + I_{ам.t})} \quad (93)$$

Существенный недостаток этого метода - то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \dot{Y}_t , который определяется как разность между при-

токами и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик.t} = \Pi_{ч.t} + I_{ам.t} - K_t \quad (94)$$

где K_t - величина инвестиций в год t .

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей - чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (95)$$

Где T_p - расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет), лет;

E - норматив дисконтирования (обычно принимают ставку рефинансирования ЦБ, однако для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е. примерно $E=13\%$), о.е.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие: $ЧДД > 0$; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть. Со строительством объектов предусматривается дополнительный полезный отпуск электроэнергии на величину 30 МВт и следовательно повлияет на величину себестоимости электроэнергии.

8.9 Заключение экономической эффективности проекта

В ходе выполнения организационно – экономической части данного дипломного проекта определены суммарные капиталовложения необходимые для строительства подстанции «Белогорск».

Рассчитаны затраты на содержание, ремонт и эксплуатацию электрооборудования.

Рассчитаны затраты на оплату труда персоналу и налоги.

В результате расчетов была определена себестоимость электроэнергии:

- себестоимость потерь одного 1 кВт·ч электроэнергии – 0,053 руб./ кВт·ч;
- себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети, – 0,315 руб./ кВт·ч;
- себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии, – 0,317 руб./ кВт·ч.

Рассчитана экономическая эффективность инвестиции в проектируемую подстанцию, которая показала целесообразность строительства данной подстанции. Был сделан анализ экономической эффективности проекта. Общий срок окупаемости 8,5 лет с использованием заемного капитала в 30%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе выполнен анализ и определены основные проблемы существующей схемы ОРУ 220 кВ подстанции, на основании чего определен необходимый объем реконструкции.

Согласно техническому заданию была произведена реконструкция схемы ОРУ 220 кВ ПС «Белогорск».

Произведен расчет максимальных рабочих токов и токов короткого замыкания, выбраны основные виды защиты и определены необходимые токи срабатывания комплектов релейной защиты. По результатам данных расчетов произведён выбор нового оборудования и проверка установленного.

Выбрано следующее оборудование: компактные коммутационные модульные ячейки HPL Compact с 3-х полюсными элегазовыми выключателями HPL 245 B1 и трансформаторами тока IMB 245, заземлители ТЕС 245, разъединители SGF-245. Описаны устройства релейной защиты и системной автоматики, установленные на автотрансформаторах подстанции.

Определены параметры молниезащиты и сетки заземления подстанции. Проведен анализ влияния работы подстанции на здоровье людей и окружающую среду. Обозначены основные экономические параметры.

Согласно расчетам, произведенным в ВКР, оборудование подстанции устойчиво к действию токов короткого замыкания, выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения и способно выполнять свои функции в нормальных и аварийных режимах работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Правила устройства электроустановок ПУЭ. 4 раздел, 7-е изд., переработанное и дополненное [Текст]: – М.: Энергоиздат, 2002. – 704 с.

2 Межгосударственный стандарт. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды [Текст]: ГОСТ 15150–69.: утв. постановлением Госстандарта СССР от 29 декабря 1969 г. № 1394 – М : Издательство стандартов, 2006 – 57 с.

3 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]: – М.: ЭНАС, 2007. – 264 с.

4 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, под ред. Б. Н. Неклепаева [Текст]: – М.: ЭНАС, 2008. – 144 с.

5 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [Текст]: СТО 56947007-29.240.30.010-2008: утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 №441. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

6 Файбисович, Д. Л. Справочник по электрическим сетям 35– 1150 кВ [Текст] / Д. Л. Файбисович. – М.: 2009. – 307 с.

7 Каталог продукции АВВ [Электронный ресурс]: техническая информация. – Режим доступа: www.ielectro.ru.

8 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем [Текст]: СО 153–34.20.118–2003: утв. М–вом энергетики Рос. Федерации 30.06.03.: ввод в действие с 30.06.03. – М.: ФГУП НТЦ, 2006. – 22 с.

9 Государственный стандарт. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В [Текст]: ГОСТ 721-77.: утв. постановлением Госстандарта СССР от 27 мая 1977 г. № 1376: ввод в действие с 01.07.78. – М.: Издательство стандартов, 2002 – 9 с.

10 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: Уч. пособие [Текст] / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

11 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 -35 кВ и 110 – 1150 кВ [Текст] / Е. Ф. Макаров: В 7т. Т. 6. – М.: ИД «Энергия», 2006. – 546 с.

12 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [Текст]: СО 153-34.20.122-2006.: утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 №187. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2006. – 59 с.

13 Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия [Текст]: ГОСТ Р 52725 – 2007.: утвержден и введен в действие Постановлением Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 08.06.2007 №128-ст. – М.: Стандартинформ, 2007. – 71 с.

14 Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ [Текст]: метод. пособие/ Ю.И. Лысков, К И. Кузьмичёва. – М.: Департамент стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России", – 30 – 09 – 1999. – 36 с.

15 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (электрическое оборудование) [Текст] : пособие / Под общ.ред. Ф.Л. Когана. – М.: ЭНАС, 2008. – 352 с.

16 Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования [Текст]: СТО 59012820.29.240.001–2011: утв. и введ. в действие ОАО «СО ЕЭС» 19.04.2011. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2011. – 29 с.