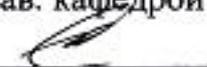


Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.В.Савина

« 08 » 02 \_\_\_\_\_ 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

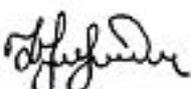
на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения  
электростанции в городе Зея

Исполнитель  
студент группы  
442 узб

  
\_\_\_\_\_ 29.01.2018  
подпись, дата

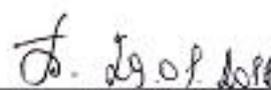
В.С. Дрягин

Руководитель  
профессор, канд. техн. наук

  
\_\_\_\_\_ 29.01.2018  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультанты:  
по безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

  
\_\_\_\_\_ 29.01.2018  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

  
\_\_\_\_\_ 3.02.2018  
подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 30 » 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Дрягина Владимира Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения электрокотельной в городе Зея

(утверждена приказом от 27.10.2017 № 2651-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений Электрокотельной, схемы ПС Электрокотельная, нагрузка по контрольным замерам.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика Электрокотельной, расчет электрических нагрузок, реконструкция системы внешнего электроснабжения Электрокотельная, расчет токов КЗ, выбор оборудования, оценка надежности, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности, экономическая эффективность.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 31 таблица, программный продукт Mathcad.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук
7. Дата выдачи задания 08.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Профессор, кандидат технических наук 

Задание принял к исполнению (дата): 27.10.2017   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 с., 12 рисунков, 31 таблицу, 19 использованных источника.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, НАДЕЖНОСТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, СЕТЬ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено реконструкция системы внешнего электроснабжения Электрокотельной, в связи, с чем необходимо разработать схему внешнего электроснабжения Электрокотельной. Рассмотрены варианты схем внешнего электроснабжения реконструируемой Электрокотельной и по технико-экономическому анализу выбран оптимальный вариант электроснабжения. В ходе проектирования решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; приведена оценка надежности работы ПС Электрокотельная, определены параметры заземляющих устройств ПС Электрокотельная, зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Электрокотельная.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	– автоматическое включение резерва
АПВ	– автоматическое повторное включение
АРМ	– автоматизированное рабочее место
ВЛ	– воздушная линия электропередачи
ВРУ	– вводно-распределительные устройства
КЗ	– короткое замыкание
КЛ	– кабельная линия электропередачи
КРУ	– комплектное распределительное устройство
ЛВС	– локальная вычислительная сеть
МТЗ	– максимальная токовая защита
ОРУ	– открытое распределительное устройство
ПА	– противоаварийная автоматика
РЗА	– релейная защита и автоматика
РУ	– распределительное устройство
СТМ	– система телемеханики
ТИ	– телеизмерения
ТН	– трансформатор напряжения
ТО	– токовая отсечка
ТП	– трансформаторная подстанция
ТС	– телесигнализация
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– телеуправление
УЗО	– устройство защитного отключения
ЦС	– центральная сигнализация
ЭП	– электроприемник

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика Электростанции	9
1.1 Краткое описание Электростанции	9
1.2 Климатическая характеристика города Зей	10
1.3 Характеристика потребителей электроэнергии	11
1.4 Характеристика центров питания	13
1.5 Характеристика существующей схемы электроснабжения	14
2 Расчёт электрических нагрузок	17
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	17
2.2 Расчёт высоковольтной нагрузки	20
2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов 6/0.4 кВ	22
2.4 Определение потерь мощности в трансформаторах	24
2.5 Компенсация реактивной мощности на стороне 0,4 кВ	26
3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС Электростанция	27
4 Выбор сечения кабельных линий 6кВ	29
4.1 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ	30
5 Расчёт токов короткого замыкания	32
5.1 Расчёт токов КЗ в сети 220 и 35 кВ	33
5.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	41
6 Выбор и проверка оборудования на Электростанции	44
6.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0.4 кВ	44
6.2 Выбор КРУЭ 6 кВ	46
6.3 Выбор и проверка вводного выключателя 6 кВ	47
6.4 Выбор трансформатора тока 6 кВ	50
6.5 Выбор трансформатора напряжения 6 кВ	55

6.6	Выбор и проверка предохранителей 6 кВ	56
6.7	Выбор жестких шин 6 кВ	57
6.8	Выбор опорных изоляторов 6 кВ	59
6.9	Выбор и проверка выключателя напряжением 35 кВ	60
6.10	Выбор и проверка разъединителя 35 кВ	63
6.11	Выбор и проверка трансформатора тока 35 кВ	64
6.12	Выбор ограничителей перенапряжения 35 кВ	65
7	Оценка надежности принятой схемы Электростанции	68
8	Молниезащита и заземление Электростанция	76
8.1	Расчет заземления подстанции Электростанция	76
8.2	Расчет молниезащиты ОРУ	81
9	Релейная защита и автоматика	83
9.1	Защита линий 6 кВ	83
9.2	Защита трансформатора	88
9.3	Автоматический ввод резерва	94
9.4	Автоматическое повторное включение	95
10	Затраты на реализацию проекта	95
10.1	Расчет капиталовложений проектируемой сети	96
10.2	Расчет затрат на эксплуатацию электросетей	98
10.3	Себестоимость электроэнергии	99
10.4	Стоимостная оценка результатов реконструкции подстанции	100
11	Безопасность и экологичность	101
11.1	Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов	101
11.2	Производственная санитария	103
11.3	Техника безопасности	105
11.4	Экологичность	105
11.5	Чрезвычайные ситуации	110
11.6	Обеспечение пожарной безопасности на подстанции	111

Заключение	116
Библиографический список	118

## ВВЕДЕНИЕ

Проектирование системы внешнего электроснабжения, строится таким образом, чтобы система была надежна, удобна и безопасна в обслуживании, обеспечивала необходимое качество электроэнергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах. Так же система электроснабжения должна быть экономичной по затратам, ежегодным расходам, потерям энергии и расходу дефицитных материалов и оборудования. Экономичность и надежность системы электроснабжения достигается путем применения взаимного резервирования сетей предприятий и объединения питания промышленных, коммунальных и сельских потребителей. При сооружении на предприятиях собственных электростанций, главных понизительных подстанций и других источников питания учитываются близлежащие внезаводские потребители электроэнергии.

Актуальность темы обусловлена тем, является то, что оборудование, установленное на Электрокательной исчерпало свой эксплуатационный ресурс, стало источником повышенной опасности для обслуживающего персонала. Дальнейшая эксплуатация указанного оборудования сопряжена с увеличением затрат на обслуживание, дополнительным снижением и без того невысокого уровня надежности питания потребителей вследствие увеличения вероятности постепенных отказов оборудования. Старение оборудования приводит также к снижению уровня пожарной безопасности энергообъектов.

Основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения котельной, а именно систем шин 0,4 и 6 кВ, трансформаторов, ОРУ-35 кВ, в связи с расширением и установкой дополнительного оборудования, для надёжного и качественного электроснабжения города Зея.

Для выполнение постановленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- реконструкция котельной по 0,4 кВ;

- технико-экономический анализ двух вариантов и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Электрокотельной;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Электрокотельная;
- расчет надежности подстанции Электрокотельная;
- определение параметров заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Электрокотельная.

Задачи оптимизации должны решаться с точки зрения системного подхода. При этом выбор рациональных режимов работы системы электроснабжения промышленного предприятия необходимо производить, оценивая экономическую эффективность работы предприятия в целом. Оптимизация систем промышленного электроснабжения способна обеспечить значительное повышение эффективности промышленного производства. Электроэнергия используется также и для теплоснабжения, горячего водоснабжения населения и промышленных предприятий.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

## **1 Характеристика Электростанции**

### **1.1 Краткое описание Электростанции**

Электростанция входит в состав системы технического водоснабжения, она предназначена для получения горячей воды, за счёт тепла, выделяемого электрическим током при прохождении его непосредственно через воду, а применяется для отопления и горячего водоснабжения жилых и производственных помещений, как закрытых, так и открытых отопительных систем, посёлка Светлый и рядом стоящие промышленные предприятия.

Котлы электрические водогрейные типа КЭВ-10000/6 предназначены для получения горячей воды за счет тепла, выделяемого электрическим током при прохождении его непосредственно через воду, и применяются для отопления и горячего водоснабжения жилых и производственных помещений.

Работа электрических водогрейных котлов основана на прямом нагреве воды электрическим током, который протекает через движущийся в котле поток воды, представляющий активное сопротивление.

Мощность электрических котлов зависит от удельного электрического сопротивления воды, нагреваемой в данном котле.

Согласно ПУЭ Электростанция является потребителем первой категории. На электростанции имеется два силовых трансформатора 23 Т и 24 Т 6/0,4 кВ. Установленная мощность электростанции - 68,8 гигакалорий в час. Производство теплоэнергии посредством электричества способствует не только решению социальных и экологических задач города, но и позволяет акционерному обществу "Зейская ГЭС" получить немалую экономию. Несмотря на то, что в связи с перераспределением нагрузки на теплопроизводителей - угольную и электростанцию – затраты на поставку угля ежегодно снижались: с 60 тысяч тонн в 2001 году до 25 тысяч тонн в 2003 году - с вводом электростанции АО получит ежегодную экономию в десятки миллионов рублей.

### **1.2 Климатическая характеристика города Зей**

Город Зея расположен в северо-восточной части Амурской области на востоке. Район отнесен к местностям, приравненным к районам Крайнего Севера. На его территории расположен Зейский государственный природный заповедник. Город Зея является административным центром Зейского района.

Климат резкоконтинентальный, что определяется наличием горных массивов. Среднемесячная температура января  $-30^{\circ}\text{C}$ , июля  $+ 20^{\circ}\text{C}$ . Время с устойчивыми морозами до 5 месяцев. Средняя высота снежного покрова 20 см. Продолжительность залегания до 170 дней. Среднегодовое количество осадков 450 – 600 мм. Влажность воздуха изменяется в пределах 60 – 80 %. Преобладающие ветры - северо-западного направления, среднегодовая скорость ветра 1,6 м/с.

В инженерно геологическом отношении площадка ОРУ электростанции сложена супесью твёрдой, подстилаемой в нижней части песками и супесью пластичной в центре. Северная часть площадки сложена глинами твёрдой, полутвёрдой, тугопластичной, суглинками мягкопластичным и тугопластичным, разделёнными вклинивающимся пластом супеси твёрдой.

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, скоростной напор ветра, толщина стенки гололеда, температура воздуха, интенсивность грозовой деятельности. Для расчета заземления подстанций необходимо учитывать глубину промерзания и удельное сопротивление грунта. В таблице 1 представлена климатическая характеристика г. Зея.

Таблица 1 – Климатическая характеристика г. Зея

Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, $^{\circ}\text{C}$	4
Абсолютный минимум, $^{\circ}\text{C}$	-49,2
Абсолютный максимум, $^{\circ}\text{C}$	31,6
Скоростной напор ветра, $\text{кгс}/\text{м}^2$	21
Район по ветровому давлению	II
Район по толщине стенки гололеда	II
Число грозových часов в год	50
Удельное сопротивление грунта $\rho_{изм}$ , Ом·м	150

### 1.3 Характеристика потребителей электроэнергии

Численность населения г. Зея по данным на 1.01.15 г. составляет 23 966 человек. Плотность населения составляет 532 чел/км<sup>2</sup>.

Географически город поделён на следующие исторически-сложившиеся образования. Старая (деревянная) часть города - её ещё просто называют «город». Исторически расположена вдоль правого берега реки Зея. Зелёная роща - участок в нижней части города, застроенный одноэтажными деревянными домами.

На территории города действуют пять школ. Общая численность учащихся в общеобразовательных школах на 1 сентября 2013 года составляет 4,4 тысячи человек.

На территории городского поселения действуют четыре лечебно-профилактических учреждения здравоохранения – Центральная Районная больница, детская районная поликлиника, больница №1 и больница № 3.

Ведущая роль в экономике современной Зеи принадлежит электроэнергетике. Зейская ГЭС является крупнейшим поставщиком электроэнергии на Дальнем Востоке. В 2013-ом году завершилось строительство дополнительных линий 220 и 500 киловольт в южном направлении для обеспечения надёжности потребителей и перетока излишков мощности в Китай. Также в 2013-ом году гидроузел сдержал мощный паводок на Дальнем востоке.

Другие крупные отрасли промышленности:

- золотодобыча - представлена малыми артелями (например как артель «Мая») и недавно заработавшим прииском «Пионер» в Зейском районе;

- лесная промышленность - представлена небольшой базой в конце города, являющаяся перевалочным пунктом для переправки леса из Зейского района в Китай, Японию и Корею. Ранее, во времена строительства Зейской ГЭС на территории города работал крупный деревоперерабатывающий комплекс. Сейчас по городу работает несколько малых лесопилок;

- торговля - представлена большим количеством частных предпринимателей и филиалами крупных фирм масштаба области, например ювелирные магазины или магазины бытовой техники;

- обслуживание оборудования Зейской ГЭС - обслуживающий персонал в конце 90-х был выведен из состава ГЭС в отдельные фирмы. РусГИДРО, совсем недавно, часть из них выкупила обратно, а часть продолжают работать как подрядчики. В будущем планируется ГЭС перевести на полный автоматический режим и оставить самый минимум обслуживающего персонала;

- поддержка электроснабжения по городу и близлежащим районам - эту функцию выполняет предприятие ДРСК «Амурские электрические сети». В городе располагается филиал этой компании с обслуживающей базой.

Работают предприятия малого бизнеса в сферах: обслуживания, торговли, грузо- и пассажиро-извоза, связи, коммунальных услуг. Много частных предпринимателей или просто одиночек, предлагающих свои услуги. Обычно они размещают объявления в газете «Зейский вестник».

В городе работают филиалы крупных Российских банков: «Росбанк», «Сбербанк», «Азиатско-тихоокеанский банк». По городу функционируют банкоматы (правда их не так много) и раскинута сеть терминалов оплаты.

Согласно ПУЭ: к электроприемникам I категории отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности, питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, канализационные станции, водопроводные насосные станции, не имеющие аварийного выпуска, системы централизованного электроснабжения, тяговые подстанции.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропище-приготовлением, жилые многоэтажные дома с газовыми плитами, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50 - 2000 чел., детские и школьные учреждения, предприятия общественного питания с

количеством посадочных мест 100 - 500, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300 – 800.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток.

В центральной части города Зея доля потребителей первой и второй категории по надежности составляет 30-40% от общей нагрузки. Частичное или полное погашение систем электроснабжения таких потребителей имеет очень серьезные социально-экономические последствия.

#### **1.4 Характеристика центров питания**

Котельная питается от ПС Электрокотельная. На ПС электрокотельной имеется три силовых трансформатора, питание этих трансформаторов осуществляется с ОРУ-220 по воздушной линии 220 кВ кВ Зейская ГЭС, и от двух линий ВЛ 35 кВ Энергия – Базовая. На подстанции установлено три трансформатора с расщепленной обмоткой, мощность трансформаторов 5Т и 6Т, 7Т мощностью 32 МВА. Распределительное устройство на 35 кВ ПС Электрокотельная выполнено по схеме «Два блок линия трансформатор». Распределительное устройство по 6 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин». Загрузка трансформаторов 5Т и 6Т, 7Т на ПС Электрокотельная согласно данным зимнего контрольного замера 16.12.2016 г. составляет 5Т - 67%, 6Т - 70%, 7Т – 43% .

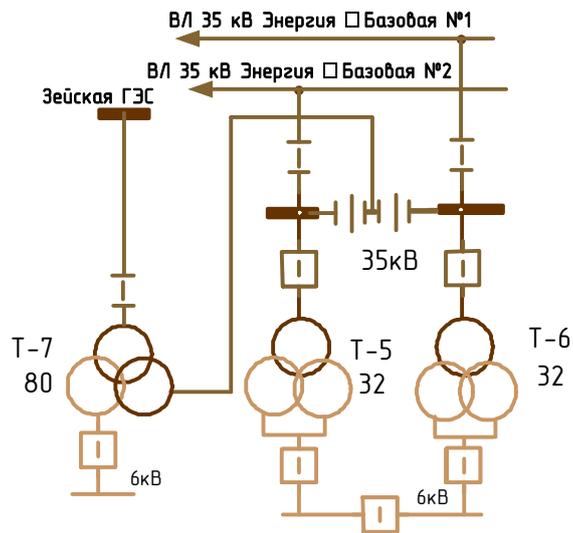


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Электрокотельная

Ввод в эксплуатацию трансформаторов осуществлен в 1978 г., при этом срок службы силового трансформатора составляет 25-30 лет. Также для повышения надежности внешнего электроснабжения необходимо произвести замену трансформаторов.

### 1.5 Характеристика существующей схемы электроснабжения

ОРУ-35кВ имеет два независимых ввода «Энергия-01» и «Энергия-02» питания от подстанции «Энергия» и предназначено для питания силовых трансформаторов 5Т, 6Т (ТРДНС-32000/35-72У). Вводы соединены секционной перемычкой через разъединители QS5 и QS6 (РНДЗ-2-35У1/1000 У1) с заземляющими ножами QSG5.1, QSG5.2 и QSG6.1, QSG6.2. Разъединители QS2, QS3 имеют заземляющие ножи QSG2.1 и QSG3.1 со стороны ЛЭП (находятся во введении ОАО СП «Северные электрические сети»), а также QSG2.2 и QSG3.2 со стороны трансформаторов. Кроме того, разъединители оборудованы блок-контактами состояния и устройствами электромагнитной блокировки.

Управления разъединителями QS5 и QS6 и заземляющими ножами QSG5.1, QSG5.2 и QSG6.1, QSG6.2 осуществляется за счет мускульной силы оператора с пульта управления расположенного непосредственно у разъединителя.

Для организации коммерческого учёта электроэнергии, на обоих вводах ОРУ-35кВ установлены измерительные трансформаторы тока ТА5 и ТА6 (ТОЛ-35Б-2-У1) и измерительные трансформаторы напряжения TV4 (НАМИ-35УХЛ1) и TV5 (НАМИ-35УХЛ1).

Измерительные трансформаторы ТА5, ТА6, TV3, TV4 замене не подлежат.

В ходе расширения электростанции п. Светлый и дополнительной установки трансформатора 7Т (ТДЦН-80000/200-УХЛ1) схема ОРУ-35кВ была изменена на нетиповую. К вводу «Энергия-02» линии от подстанции «Энергия» между разъединителями QS2 и QS7, подключен вывод обмотки 35кВ трансформатора 7Т.

Трансформатор 7Т подключён к ОРУ-35кВ через вакуумный выключатель QF4 (BBC-3511-20/1600 УХЛ1) и разъединители QS4 и QS9 (РНДЗ-2-35/2000). Оба разъединителя имеют заземляющие ножи QSG4.1 QSG4.2 и QSG9.1, QSG9.2 соответственно, блок-контакты состояния и устройства электромагнитной блокировки.

Управления вакуумным выключателем QF4 осуществляется из щитовой здания электростанции.

Питание трансформатора 7Т осуществляется от ЛЭП «Л-202» напряжением 220кВ через разъединитель QS1. Разъединитель имеет заземляющие ножи QSG1.1 со стороны ЛЭП и QSG1.2 со стороны трансформатора.

Управление разъединителем осуществляется с дистанционного пульта управления расположенного в щитовой здания котельной (разъединитель имеет моторный привод).

Подключение трансформаторов 5Т и 6Т осуществляется через масляные выключатели QF2 и QF3 (С-35М-630-10Б) соответственно. Масляные выключатели оснащены встроенными в проходные изоляторы трансформаторами тока.

Управления выключателями QF2 и QF3 осуществляется с дистанционного пульта управления расположенного в щитовой здания электростанции.

Для организации ремонтных работ, со стороны высокого напряжения трансформатора 5Т и 6Т установлены разъединители QS7 и QS8 (РНДЗ-1-35У/1000 У1) соответственно. Разъединители имеют заземляющие ножи со стороны трансформаторов QSG7 и QSG8, блок контакты состояния и устройства электромагнитной блокировки.

Управление разъединителями QS7 и QS8 и заземляющими ножами QSG7 и QSG8 осуществляется за счет мускульной силы оператора с пультов управления расположенных непосредственно у разъединителей.

Защита вводов ОРУ-35кВ «Энергия-01» и «Энергия-02» от подстанции «Энергия» от грозовых перенапряжений разрядниками или ОПН не осуществляется. Защита измерительных трансформаторов ТА-5, ТА-6, QSG7 и QSG8 от атмосферных перенапряжений проходящих с ЛЭП, а также коммутационных перенапряжений вызванных работой вакуумного выключателя QF4, масляных выключателей QF2 и QF3 не осуществляется.

ЛЭП «Энергия-01» и «Энергия-02» от ПС «Энергия» до ОРУ электростанции проложены на металлических опорах из стальных уголков (обе ЛЭП располагаются на одной опоре). Защита ЛЭП от атмосферных перенапряжений осуществляется грозозащитными тросами.

Защита силового трансформатора 5Т и 6Т от атмосферных перенапряжений проходящих с ЛЭП, а также коммутационных перенапряжений при работе масляных выключателей QF2 и QF3 осуществляется вентильными разрядниками РВС-5Т и РВС-6Т (РВС-35).

Защита силового трансформатора 7Т от коммутационных перенапряжений, возникающих при работе вакуумного выключателя QF4, осуществляется ограничителем перенапряжений FV3 (ОПН-35/37-10(II)).

Достоинством схемы является её простота и удобство в эксплуатации. Но, в тоже время, существенным недостатком этой схемы является повышенная аварийность, в частности из-за наращивания мощности

предприятия и введения в строй нового технологического оборудования. В свою очередь эти изменения приводят к возникновению коротких замыканий, провалам напряжения, пробоем изоляции, механическим повреждениям. В результате происходят частые отключения электроустановок в результате аварий, много времени уходит на ремонт, что сказывается на качестве технологического процесса. Последняя капитальная модернизация котельной прошла в 2013 году, однако она охватила лишь установку нового котла и протяжку кабелей для запитки нового оборудования. Все остальное оборудование давно устарело морально и физически. Следовательно, можно сделать вывод о необходимости оптимизации системы предприятия с заменой недостаточно мощного, либо физически устаревшего оборудования на новое и более современное с технико-экономическим обоснованием принимаемых решений.

## **2 Расчёт электрических нагрузок**

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании является основой для рационального решения всего сложного комплекса вопросов электроснабжения современного промышленного предприятия. Завышенные нагрузки вызывают излишние затраты и недоиспользование дефицитного электрооборудования и проводникового материала. Заниженные значения электрических нагрузок влекут за собой недоиспользование дорогого технологического оборудования и недоотпуск продукции.

Расчет электрических нагрузок необходим для выбора и проверки проводников и трансформаторов по пропускной способности и экономической плотности тока, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, колебаний напряжения, выбор защиты и компенсирующих устройств.

### **2.1 Расчёт низковольтной нагрузки**

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки рассмотрим метод, использующий коэффициент расчетной нагрузки. Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность.

По средней активной мощности и по расчетному коэффициенту для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные  $P_{pi}$  и реактивные  $Q_{pi}$  мощности нагрузок:

$$P_{pi} = P_{cpi} \cdot K_{pi}, \quad (1)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2)$$

где  $K_{pi}$  – коэффициент расчетной активной мощности для внешнего электроснабжения равен 1 [19];

Рассмотрим пример расчёта для сетевого насоса СН-4.

Определяем среднюю активную мощность:

$$P_{cpi} = P_{ycmi} \cdot K_{ui} = 250 \cdot 0,6 = 150 \text{ кВт} \quad (3)$$

где  $K_u$  – коэффициент использования, принимаем по справочным данным [19];

Расчетная активная и реактивная нагрузка составляет:

$$P_p = 150 \cdot 1 = 150 \text{ кВт};$$

$$Q_{pi} = 150 \cdot 0,62 = 93 \text{ кВар}.$$

Полная расчетная мощность определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{150^2 + 93^2} = 176,5 \text{ кВА};$$

Токовая расчетная нагрузка, по которой выбирается сечение линии по допустимому нагреву.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 255 \text{ А}.$$

Для каждой из четырех секций расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчёт низковольтной нагрузки Электрокотельной

Исходные данные					Расчетная мощность			Расчетный ток
Наименование характерных категорий ЭП подключаемых к узлу питания	$P_n, кВт$	$K_p$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_p, кВт$	$Q_p, квар$	$S, кВА$	$I, А$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Здание котельной, оборудование секции №1 0,4кВ</b>								
Рабочее освещение вентиляция	45	0,90	0,95	0,33	40,50	13,31	42,63	64,77
СН-4	250	0,6	0,85	0,62	150,00	92,96	176,47	268,12
ШАОТ 7Т, I секция 0,4	12	0,50	0,80	0,75	6,00	4,50	7,50	11,40
Электросварка	50	0,40	0,50	1,73	20,00	34,64	40,00	60,77
ПрН-1	95	0,72	0,87	0,57	68,40	38,76	78,62	119,45
Шкафы управления I секция 0,4	12	0,5	0,75	0,88	6,00	5,29	8,00	12,15
СН-3	250	0,6	0,85	0,62	150,00	92,96	176,47	268,12
СН-5	250	0,6	0,85	0,62	150,00	92,96	176,47	268,12
ПрН-2	95	0,72	0,87	0,57	68,40	38,76	78,62	119,45
Ремонтные сборки 2 шт I секция 0,4	300	0,166	0,9	0,48	49,80	24,12	55,33	84,07
<b>ВСЕГО</b>	<b>1359</b>				<b>709,1</b>	<b>438,8</b>	<b>828,55</b>	<b>1220,73</b>
<b>Здание котельной, оборудование секции №2 0,4кВ</b>								
Аварийное освещение	48	0,50	0,95	0,33	24,00	7,89	25,26	38,38
ШАОТ 7Т, II секция 0,4	12	0,50	0,80	0,75	6,00	4,50	7,50	11,40
СН-1	250	0,6	0,85	0,62	150,00	92,96	176,47	268,12
СН-2	250	0,6	0,85	0,62	150,00	92,96	176,47	268,12
ПН-3	160	0,63	0,87	0,57	100,80	57,13	115,86	176,03
1	2	3	4	5	6	7	8	9
НС-3	200	0,75	0,85	0,62	150,00	92,96	176,47	268,12
ПН-1	160	0,63	0,87	0,57	100,80	57,13	115,86	176,03
ПН-2	160	0,63	0,87	0,57	100,80	57,13	115,86	176,03

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПрН-1	95	0,72	0,87	0,57	68,40	38,76	78,62	119,45
Шкафы управления II секция 0,4	12	0,5	0,75	0,88	6,00	5,29	8,00	12,15
Ремонтные сборки 2 шт II секция 0,4	300	0,166	0,9	0,48	49,80	24,12	55,33	84,07
<b>ВСЕГО</b>	<b>1632</b>				<b>786,6</b>	<b>484,85</b>	<b>864,89</b>	<b>1158,27</b>

## 2.2 Расчёт высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется по методу коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u.c.p}; n_{эф})$$

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}; \quad (4)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} \leq 10;$$

$$Q_p = Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} > 10;$$

В нашем случае для внешнего высоковольтного электроснабжения  $K_p = 1$ . [19]

Для определения суммарной нагрузки по предприятию в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{предп} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{p\Sigma}; \quad (5)$$

$$Q_{предн} = \sum_1^n K_o Q_{p\Sigma}; \quad (6)$$

Коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания.

$$P_{cp.BH} = K_u \cdot P_{уст.}, \quad (7)$$

$$Q_{cp.BH} = K_u \cdot P_{уст.} \cdot tg\phi, \quad (8)$$

где  $P_{cp.}$  – средняя активная мощность;

$K_u$  – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [19];

$tg\phi$  – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности  $cos\phi$ .

Расчёт КЭВ производится по указанным формулам:

$$P_{расч.КЭВ} = 0.8 \cdot 10000 = 8000 \text{ кВт}, \quad (9)$$

$$Q_{расч.КЭВ} = 8000 \cdot 0,33 = 2629,4 \text{ кВар} \quad (10)$$

$$S_p = \sqrt{P_{расч.КЭВ}^2 + Q_{расч.КЭВ}^2} = \sqrt{8000^2 + 2629,4^2} = 25263 \text{ кВА}; \quad (11)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{25263}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2430,96 \text{ А}. \quad (12)$$

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 6 кВ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт высоковольтной нагрузки 6 кВ Электрокательной

Исходные данные					Расчетная мощность			Расчетный ток
Наименование характерных категорий ЭП подключаемых к узлу питания	$P_n, \text{ кВт}$	$K_u$	$cos\phi$	$tg\phi$	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ квар}$	$S, \text{ кВА}$	$I, \text{ А}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Машинный зал, оборудование секции №1 6кВ</b>								
0 КЭВ – 2 КЭВ I секция 6кВ	10000*3	0,8	0,95	0,33	8000,00	2629,4	8421,0	810,32
<b>ВСЕГО</b>	<b>30000</b>				<b>24000</b>	<b>7888,2</b>	<b>25263</b>	<b>2430,96</b>
<b>Машинный зал, оборудование секции №2 6кВ</b>								

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3 КЭВ, 4 КЭВ II секция 6кВ	10000*2	0,8	0,95	0,33	8000,00	2629,4	8421,1	810,32
Резерв	10000	0,8	0,95	0,33	8000,00	2629,4	8421,0 5	810,32
<b>ВСЕГО</b>	<b>30000</b>				<b>24000</b>	<b>7888,2</b>	<b>25263</b>	<b>2430,96</b>
<b>Машинный зал, оборудование секции №3 6кВ</b>								
5 КЭВ, 6 КЭВ II секция 6кВ	10000*2	0,8	0,95	0,33	8000,00	2629,4	8421,0 5	810,32
Резерв	10000	0,8	0,95	0,33	8000,00	2629,4	8421,0 5	810,32
<b>ВСЕГО</b>	<b>30000</b>				<b>24000</b>	<b>7888,2</b>	<b>25263</b>	<b>2430,96</b>
<b>Машинный зал, оборудование секции №4 6кВ</b>								
7 КЭВ, 8 КЭВ II секция 6кВ	10000*2	0,8	0,95	0,33	8000,00	2629,4	8421,0 5	810,32
<b>ВСЕГО</b>	<b>20000</b>				<b>16000</b>	<b>5258,8</b>	<b>16842</b>	<b>1620,64</b>

### 2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов 6/0.4 кВ

Согласно ПУЭ электростанцией для электроснабжения потребителей собственных нужд должно быть предусмотрено не менее 2-х независимых источников питания, перерыв питания этих потребителей допустим только на время действия АВР. Шины РУ 0,4 кВ, от которых питаются ответственные электроприемники, должны быть секционированы автоматами на две секции, каждая из которых должна получать питание от своего независимого источника. Шины РУ 6 кВ, от которых питаются ответственные электроприемники, должны быть секционированы автоматами на четыре секции, каждая из которых должна получать питание от своего независимого источника.

Мощность трансформаторов выбирается по суммарной нагрузке соответствующих потребителей. Трансформаторы рассчитываются на работу без перегрузки с явным резервом. Главные трансформаторы собственных нужд принимаются со скрытым резервом с возможностью аварийной перегрузки. Собственных нужды электростанции ОАО «РусГидро» - «Зейской ГЭС» имеют потребителей 1 категории, поэтому выбрана смешанная схема питания (радиально - магистральная).

Потребители I категории запитываются от ТП через АВР. Питание таких потребителей следует осуществлять от двухтрансформаторных подстанций.

Трансформаторная подстанция – это электротехническое устройство, предназначенное для приема, изменения уровня напряжения и распределения энергии.

Оборудование ТП 6/0,4 кВ состоит из двух трансформаторов, распределительных устройств низкого напряжения.

На напряжение 0,4 кВ принята одинарная, секционированная на четыре секции автоматическими выключателями система сборных шин.

Питание секций шин осуществляется от силовых трансформаторов через автоматические выключатели.

Минимальное число трансформаторов зависит от нагрузки и требований надежности электроснабжения:

$$N_{mp.min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{нmp}} + \Delta N \quad (13)$$

где  $P_p$  – средняя активная мощность, кВт

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, для цехов с преобладающей нагрузкой I категории (до 80%) для двух - трансформаторных цеховых подстанций равный 0,65 – 0,7

$S_{нmp}$  – номинальная мощность, выбранного трансформатора, кВА

$\Delta N$  – добавка до целого числа.

$$N_{mp.min} = \frac{150}{0.7 \cdot 176.47} + 0.53 = 2$$

Экономически оптимальное число трансформаторов:

$$N_{mp.э} = N_{mp.min} + m, \quad (14)$$

где  $m$  – дополнительные трансформаторы

$$N_{mp.э} = 2 + 0 = 2,$$

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется:

$$S_{TP} = \frac{P_p}{N_{mp.min} \cdot k_3} \quad (15)$$

где  $P_p$  – средняя расчетная активная мощность 1 и 2 секции шин, кВт

Номинальная мощность для трансформатора секции шин 0,4 кВ №1

$$S_{TP1} = \frac{709,1}{0,7 \cdot 2} = 562,4 \text{ кВА}$$

Номинальная мощность для трансформатора секции шин 0,4 кВ №2

$$S_{TP2} = \frac{786,6}{0,7 \cdot 2} = 591,8 \text{ кВА}$$

Выбираем для 1 секции шин и для второй секции 0,4 кВ трансформаторы типа ТСГЛ-630/6 УЗ с номинальной мощностью 630 кВА.

Для питания собственных нужд выбраны трансформаторов типа ТСГЛ. Трансформаторы силовые сухие серии ТСГЛ имеют обмотки с литой изоляцией. Соответствуют стандартам МЭК – 76, производство сертифицировано по ИСО 9001.

Структура условного обозначения:

ТС – трансформатор трехфазный, сухой

ГЛ – литая эпоксидная изоляция обмоток «ГЕОФОЛЬ»

Перегрузочная способность трансформаторов.

#### 2.4 Определение потерь мощности в трансформаторах

Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор,

тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (16)$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (17)$$

где  $S_{ТП}$  – полная мощность нагрузки ТП;

$\Delta P_{xx}$  – потери активной мощности на холостом ходу, [17];

$I_{xx}$  – ток холостого хода трансформатора, [17];

$U_{к\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, [17];

$S_{трном}$  – номинальная мощность трансформатора.

Определим потери мощности:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,49 + \frac{1}{2} \cdot 1,97 \cdot (709,1 / 630)^2 = 5,44 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot 709,1^2}{100 \cdot 630} + \frac{1}{2} \cdot \frac{2,6 \cdot 630}{100} = 26,73 \text{ кВар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_m = \sqrt{(P_{p.T} + \Delta P_m)^2 + (Q_{p.T} + \Delta Q_m)^2}, \quad (18)$$

$$S_m = \sqrt{(560 + 5,44)^2 + (210 + 26,73)^2} = 604,6 \text{ кВА}$$

## 2.5 Компенсация реактивной мощности на стороне 0,4 кВ

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть низкого напряжения (до 1000 В) главного корпуса ТЭС, определяется по формуле:

$$Q_{\max} = \sqrt{(N_{\text{тр.э}} \cdot k_3 \cdot S_{\text{нтр}})^2 - P_c^2}, \text{ кВар} \quad (19)$$

где  $N_{\text{тр.э}}$  – экономически оптимальное число трансформаторов;

$k_3$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{\text{нтр}}$  – номинальная мощность для трансформатора;

$$Q_{\max} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 647,36^2} = 599,04 \text{ кВар}$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей в сетях до 1000 В составит:

$$Q_{\text{НК}} = Q_p - Q_{\text{МАХ}}, \text{ кВар} \quad (20)$$

где  $Q_p$  – суммарная средняя реактивная мощность электрических нагрузок.

$$Q_{\text{НК}} = 233,22 - 599,04 = -365,82 \text{ кВар}$$

Т.к.  $Q_{\text{НК}} \leq 0$ , то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется.

Далее расчет производится аналогично, результаты приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет компенсации реактивной мощности

Узлы питания	$S_{\text{нтр}}$	$P_p$	$Q_p$	$N_{\text{тэ}}$	$K_3$	$Q_{\text{max}}$	$Q_{\text{нк}}$
ТП-1Н	630	647,36	233,22	2	0,7	599,04	-365,82
ТП-2Н	630	2367,62	1377,30	6	0,7	1573,2	-195,90

### 3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС Электрокотельная

Так как на электрокотельной имеются потребители первой категории – 25 %, второй категории – 55 %, третьей категории – 20 %. Исходя из этого, а также учитывая особенности предприятия, необходимо предусмотреть установку трех трансформаторов СН, подключенным к выводам 35 кВ. В нормальном режиме четыре секции СН 6 кВ работают отдельно. Две секции получают питание от одного трансформатора ТДЦН 80000/220/35/6 – У, и две секции получают 2-х трансформаторов ТРДНЦ 32000/35/6-72У отдельно.

Так как в бакалаврской работе не предусматривался выбор новых трансформаторов на ОРУ электрокотельной напряжением 220/35/6кВ (7Т) и 35/6кВ (5Т и 6Т) проверим выбранные трансформаторы по коэффициенту загрузки.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (21)$$

где  $S_{\text{тр}}$  – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$  – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$  – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$  – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора 35/6 кВ на ПС Электрокотельная:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{35.6^2 + 14.24^2}}{2 \cdot 0,7} = 27.386 \text{ МВА} \quad (22)$$

Принимаем трансформаторы ТРДНЦ 32000 [14]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} \cdot S_{\text{тр}}} \quad (23)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{35.6^2 + 14.24^2}}{32 \cdot 2} = 0,54 \quad (24)$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} - 1 \cdot S_{\text{тр}}} \quad (25)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (26)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{35.6^2 + 14.24^2}}{32} = 1,29 \quad (27)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран верно.

#### 4 Выбор сечения кабельных линий 6кВ

Выбор пропускной способности линий производится по экономическим и техническим требованиям на основании установленного распределения суммарной нагрузки. При расчёте сети учитываются нормальные и послеаварийные режимы работы. Сечение линии выбирают по экономической плотности тока, по нагреву, по расчётному длительно допустимому току.

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{Н}}}{J_{\text{ЭК}}} \quad , \quad (28)$$

где  $I_H$  – номинальный ток нагрузки, А

$J_{ЭК}$  - 2,7 А/мм<sup>2</sup> – экономическая плотность тока, для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией и медными жилами при продолжительности использования наибольшей активной нагрузки в течении года  
 $T_M = 5000 - 7000$  часов

Номинальный ток нагрузки рассчитывается по формуле:

$$I_H = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А} \quad (29)$$

где  $S_{нагр}$  - номинальная мощность трансформатора, кВт;

$U_H$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Рассмотрим выбор сечения кабеля в ТП – 1Н:

$$I_H = \frac{563,72}{\sqrt{3} \cdot 6} = 152,01 \text{ А}$$

$$S_{ЭК} = \frac{152,01}{2,7} = 56,3 \text{ мм}^2$$

Ближайшее стандартное сечение кабеля равно 70 мм<sup>2</sup>

#### 4.1 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % от номинального.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% , \quad (30)$$

где  $r_0, x_0$  – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

$I_p$  – расчетный ток протекающий по участку линии, А;

$l$  – длина линии, км.

Выбранное сечение провода (кабеля) проверяется на нагрев, сравнивая с допустимым (табличным) током:

$$I_{\text{доп}} \geq I_H \cdot 1,25, \text{ А} \quad (31)$$

где  $I_{\text{доп}}$  - табличное значение допустимого тока;

Проверяем выбранное сечение проводников внутренних электрических сетей по потере напряжения:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 152,01 \cdot 1,43}{6 \cdot 10^3} \cdot (0,363 \cdot 0,98 + 0,284 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 1,63\%$$

Потеря напряжения на данном участке составляет 1,63 %, что меньше допустимого значения, кабель сечением  $70 \text{ мм}^2$  – удовлетворяет.

Выбранное сечение провода (кабеля) проверяем на нагрев, сравнивая с допустимым (табличным) током  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ :

$$265 \geq 1,25 \cdot 152 = 190$$

Условие выполняется, данное сечение удовлетворяет условию нагрева.

Для питания всех ЭП выбран кабель марки ВВГнг – LS , сечение и марка кабелей приведены на главной схеме электрических соединений.

Кабель марки ВВГнг – LS предназначен для передачи и распределения электроэнергии в стационарных установках.

Кабель марки ВВГнг – LS по техническим и эксплуатационным характеристикам обладает рядом преимуществ в части показателей пожаробезопасности: малым дымовыделением при горении и тлении и пониженной коррозионной активностью продуктов дыма и газовой выделении.

Силовой кабель с пластмассовой изоляцией нераспространяющий горение, с низким дымо- и газовыделением на напряжение 6 кВ марки ВВГнг – LS имеет сертификат соответствия требованиям пожарной безопасности, установленным в ГОСТ 12.2.007.14-75 п.2 в части требований к кабелям, проложенным в пучке по категории «А» с пределом распространения горения ПРГ1 по ТПБ 248-97 п.5.2.

Буквенные обозначения в маркировке кабелей:

- В – изоляция или оболочка из поливинилхлорида
- Г – отсутствие защитных покровов поверх брони или оболочки
- нг – кабели не распространяют горение при прокладке в пучках (групповой прокладке).
- SL – кабели с низким дымо- и газовыделением (Low Smoke).

### **5 Расчет токов короткого замыкания**

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

Основной причиной нарушения нормальных режимов работы системы электроснабжения, является возникновение КЗ в сети и элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения, необходимо правильно определять токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ. При возникновении КЗ имеет место увеличение токов в фазах системы электроснабжения или электроустановок по сравнению с их значением в нормальном режиме работы. В свою очередь, это вызывает снижение напряжений в системе, которое особенно велико вблизи места КЗ.

В трехфазной сети различают следующие виды КЗ: трехфазные, двухфазные, однофазные и двойные замыкания на землю. Трехфазные КЗ являются симметричными, т.к. в этом случае все фазы находятся в одинаковых условиях. Все остальные виды КЗ являются несимметричными, поскольку при каждом из них фазы находятся не в одинаковых условиях и значения токов и напряжений в той или иной мере искажаются.

Расчетным видом КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное КЗ, однако для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики требуется определение несимметричных токов КЗ. Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительных режимов работы всех элементов схемы электроснабжения сложен.

#### **5.1 Расчёт токов КЗ в сети 220 и 35 кВ**

Для расчета токов КЗ на основе расчетной схемы электроснабжения, представленной на рисунке 2, составляется схема замещения. Здесь же, на рисунке 2, указываются точки, в которых необходимо определить ток КЗ. Схема замещения представляет собой электрическую схему, соответствующую расчетной схеме, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы представлены сопротивлениями. Схемы замещения представлена на рисунках 3 и 4.

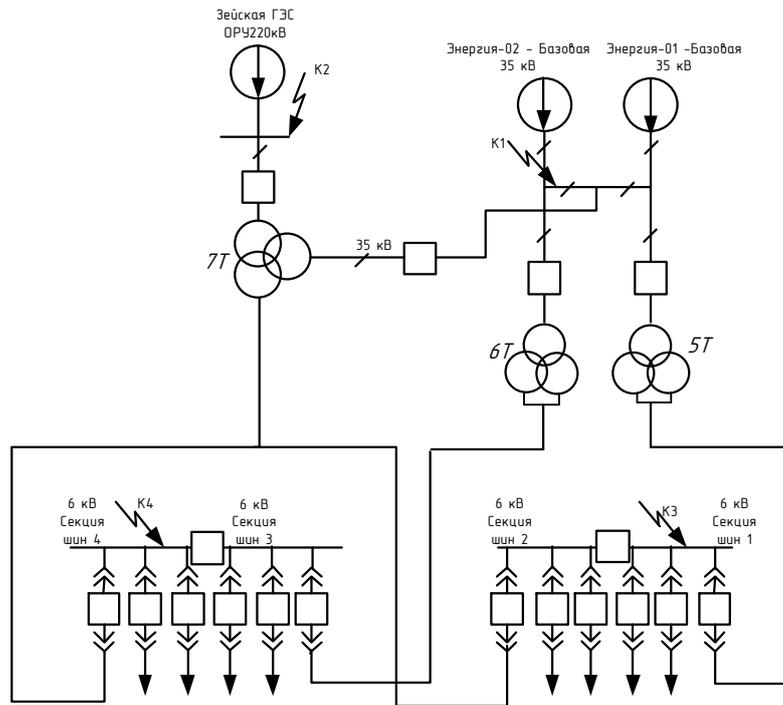


Рисунок 2 - Расчетная схема электроснабжения

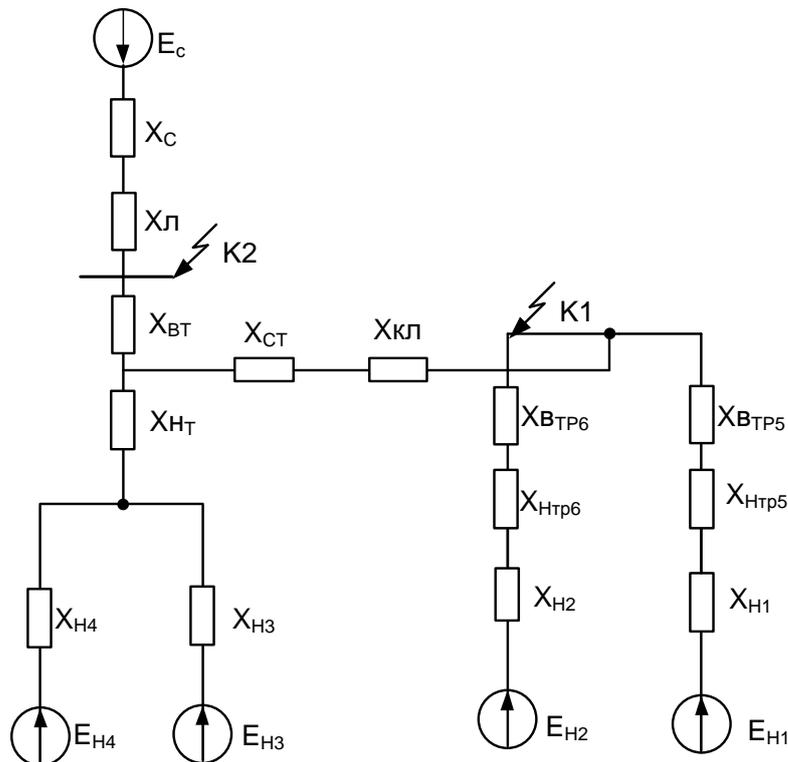


Рисунок 3 - Схема замещения для нормального режима, при питании от линии Л-202 (Зейская ГЭС ОРУ 220кВ) (ввод от ПС Энергия: «Энергия-01» 35 кВ и «Энергия-02» 35кВ отключены)

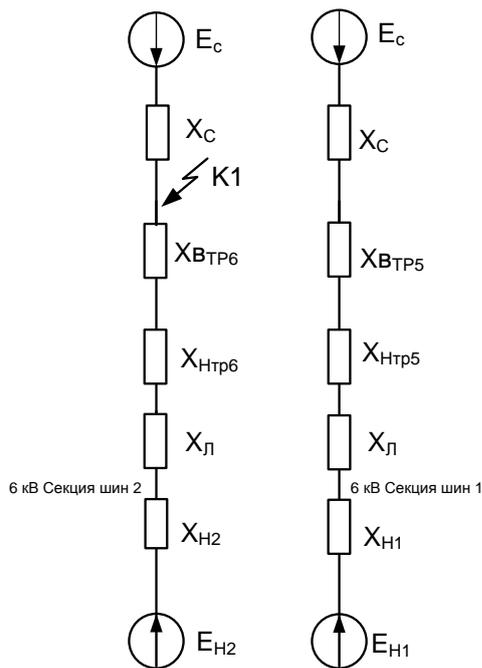


Рисунок 4 - Схема замещения для нормального режима при питании от линии «Энергия-01», «Энергия -02» 35 кВ ПС «Энергия» .

Расчет токов КЗ выполняется в именованных или относительных единицах. В первом случае сопротивления всех элементов приводятся к одному напряжению, как правило, к напряжению ступени КЗ. Во втором случае, сопротивления всех элементов приводятся к одним и тем же базисным условиям. В данной работе будет приведен расчет токов в относительных единицах. Для расчета токов используются следующие формулы:

Базисный ток ступени КЗ, кА:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (32)$$

где  $S_6$  – принятая базисная мощность, МВА;

$U_6$  – базисное напряжение ступени КЗ, кВ.

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.262 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА}$$

Сопротивление трансформатора 7Т :

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (35 + 21,5 - 11) = 22,75\%. \quad (33)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (21,5 + 11 - 35) = -1,25\%. \quad (34)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (11 + 35 - 21,5) = 12,25 \% \quad (35)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T7}} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,284 \text{ о.е.} \quad (36)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T7}} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,153 \text{ о.е.} \quad (37)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (38)$$

Сопротивление трансформатора 5Т и 6Т:

$$X_{TP5,6} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{TP5,6}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{32} = 0,117 \text{ о.е.} \quad (39)$$

Система:

Принимаем ЭДС системы  $E_{C^*} = 1$

$$X_{сист} = \frac{S_{баз}}{S_{K3}} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{K3}}, \quad (40)$$

где  $S_{K3}$  - мощность короткого замыкания

$I_{K3}$  - ток короткого замыкания.

$$X_{сист} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,869} = 0,14 \text{ о.е.}$$

Нагрузки:

Нагрузки в схему замещения для сверхпереходного режима входят как источники с параметрами  $E_H'' = 0.85$ ,  $X_H'' = 0.35$ , а в установившемся режиме к.з. –  $E_{H\infty} = 0,85$ ,  $X_{H\infty} = 1,2$ .

Приводим к базисным условиям:

$$X_H = x_H'' \cdot \frac{S_6}{S_{H1}} \quad (41)$$

Параметры воздушных линий:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (42)$$

Сопротивление линии Зейская ГЭС – Электрокотельная (220кВ)

$$X_{л1} = 0,429 \cdot 44,7 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,036 \text{ о.е.},$$

Сопротивление линии «Энергия 01» - Электрокотельная:

$$X_{л01} = 0,435 \cdot 5 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,178 \text{ о.е.}$$

- сопротивление линии «Энергия 02» - Электрокотельная:

$$X_{л02} = 0,435 \cdot 4,5 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,16 \text{ о.е.}$$

Кабельная линия в схему замещения вводится полным сопротивлением, которое определяется по формуле:

$$Z_{кл} = \sqrt{R_{кл}^2 + X_{кл}^2} \quad (43)$$

где  $R_{кл}$  – активное сопротивление кабельной линии;

$X_{кл}$  – индуктивное сопротивление кабельной линии.

Сопротивление кабельной линии определяются по формулам:

$$R_{KL} = (R_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}), \quad (44)$$

где  $R_0$  – удельное активное сопротивление кабельной линии, ом/км;

$l$  – длина кабельной линии, км.

$$X_{JKL} = (X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}), \quad (45)$$

где  $X_0$  – удельное индуктивное сопротивление кабельной линии, ом/км.

Сопротивление кабельной линии (КЛ):

$$X_{KL} = (0,071 \cdot 0,3 \cdot \frac{100}{6,3^2}) = 0,054 \text{ о.е.}$$

$$R_{KL} = (0,103 \cdot 0,3 \cdot \frac{100}{6,3^2}) = 0,078 \text{ о.е.}$$

$$Z_{KL} = \sqrt{0,054^2 + 0,078^2} = 0,095 \text{ о.е.}$$

Расчет токов трехфазных коротких замыканий будем производить для указанных точек К1, К2.

Расчет тока трехфазного КЗ покажем для нормального режима, питание от ВЛ-220, через трансформатор 7Т. Расчеты для аварийного режима ведутся аналогично.

Сложим последовательно следующие элементы:

$$X_{K32} = X_{Л} + X_{сис} = 0,14 + 0,036 = 0,176 \text{ о.е.} \quad (46)$$

$$X_1 = X_{K32} + X_{BT} = 0,14 + 0,036 = 0,176 \text{ о.е.} \quad (47)$$

$$X_2 = \frac{X_{H3} \cdot X_{H4}}{X_{H3} + X_{H4}} = \frac{0,35 \cdot 1,2}{0,35 + 1,2} = 0,271 \text{ о.е.} \quad (48)$$

$$X_3 = X_2 + X_{HT} = 0,271 + 0,153 = 0,424 \text{ о.е.} \quad (49)$$

$$X_4 = X_2 + X_{HT} = 0,271 + 0,153 = 0,424 \text{ о.е.} \quad (50)$$

$$X_5 = X_{CT} + X_{кл} = 0 + 0,054 = 0,054 \text{ о.е.} \quad (51)$$

$$X_6 = X_5 + X_1 + \frac{X_5 \cdot X_1}{X_3} = 0,054 + 0,176 + \frac{0,054 \cdot 0,176}{0,424} = 0,772 \text{ о.е.} \quad (52)$$

$$X_7 = X_5 + X_3 + \frac{X_5 \cdot X_3}{X_1} = 0,054 + 0,424 + \frac{0,054 \cdot 0,424}{0,176} = 3,194 \text{ о.е.} \quad (53)$$

$$X_{кз1} = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7} = \frac{0,772 \cdot 3,194}{0,772 + 3,194} = 0,622 \text{ о.е.} \quad (54)$$

В результате проведенных преобразований получаем расчетную схему сети для определения начального действующего значения периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания для точки К2.

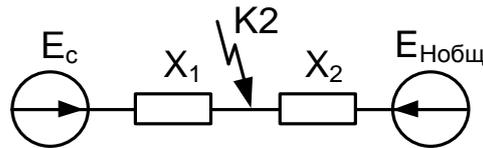


Рисунок 5 – Расчетная Схема замещения для нормального режима, при питании от линии Л-202 (Зейская ГЭС ОРУ 220кВ) (ввод от ПС Энергия: «Энергия-01» 35 кВ и «Энергия-02» 35кВ отключены)

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К-1 и К-2:

$$I_{пок1}^{(3)} = \frac{E_{с1}}{X_{к1}} \cdot I_{б2} = \frac{1}{0,622} \cdot 1,65 = 7,65 \text{ кА} \quad (55)$$

$$I_{пок2}^{(3)} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{к2}} \cdot I_{б1} = \frac{0,96}{0,176} \cdot 0,262 = 5,29 \text{ кА} \quad (56)$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{по}^{(3)}, \text{ кА} \quad (57)$$

$$I_{кз1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,65 = 6,6 \text{ кА}$$

$$I_{кз2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,29 = 4,57 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{кз}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по}^{(3)}, \quad (58)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a$ , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [3] принимаем среднее значение  $k_{уд}=1,608$  для точки К-1 и  $k_{уд}=2,01$  для точки К-2.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 7,65 = 17,4 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 2,01 \cdot 5,29 = 15,037 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитаем токи для аварийного режима при питании от линии «Энергия – 01» («Энергия – 02»). Результаты сведем в таблице 5 и 6

Таблица 5 - Токи короткого замыкания нормальном режиме

	<i>К-1</i>	<i>К-2</i>
Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного к.з.	$I_{по}=7,65 \text{ кА}$	$I_{по}=5,29 \text{ кА}$
Ток двухфазного к.з.	$I_{кз2}=6,6 \text{ кА}$	$I_{кз2}=4,57 \text{ кА}$
Ударное значение тока трехфазного к.з.	$i_{уд}=17,4 \text{ кА}$	$i_{уд}=15,037 \text{ кА}$

Таблица 6 - Токи короткого замыкания в аварийном режиме

	<i>K-1</i>
Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного к.з.	$I_{по}=9,56$ кА
Ток двухфазного к.з.	$I_{кз2}=8,5$ кА
Ударное значение тока трехфазного к.з.	$i_{уд}=26,5$ кА

### 5.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи короткого замыкания определяют на шинах 0,4 кВ рассчитываемой шины. Расчёт будем производить в соответствии с межгосударственным стандартом по расчёту токов короткого замыкания ниже 1 кВ. Токи КЗ рассчитаем на тех же подстанциях, на которых были рассчитаны токи в сети 10 кВ. Схема с точками короткого замыкания представлена на рисунке 6.

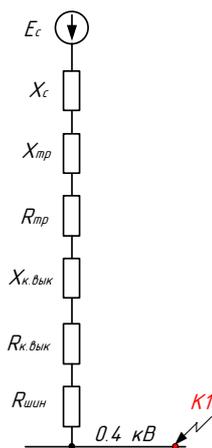


Рисунок 6 – Схемы замещения для расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{по} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (59)$$

Рассмотрим пример расчёта точек КЗ 1 для 1 секции. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление воздушных линий, формула:

$$x_i(r_i) = x_{y0}(r_{y0}) \cdot l_i \quad (60)$$

Сопротивление трансформаторов находим по формулам :

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} \quad (61)$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6 \quad (62)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (63)$$

Сопротивление системы найдём по формуле:

$$X_C = \frac{U_{нн}^2}{S_{КЗ}} \cdot 10^{-3} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left( \frac{U_{нн}}{U_{сист}} \right)^2 \quad (64)$$

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.сист.}^{(3)}} \cdot \left( \frac{U_{нн}}{U_{сист}} \right)^2 = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 3346} \cdot \left( \frac{0,4}{6,3} \right)^2 \cdot 10^3 = 7,386 \text{ МОм},$$

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} = \frac{4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{630} = 40 \text{ МОм},$$

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{нн}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^6 = \frac{2,3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{630^2} = 14,375 \text{ МОм},$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{40^2 - 14,375^2} = 37,328 \text{ МОм}.$$

Сопротивления линий:

$$R_{л} = 80 \cdot 1,1 = 88 \text{ МОм}, \quad X_{л} = 80 \cdot 0,061 = 4,88 \text{ МОм}.$$

В схеме для расчёта короткого замыкания необходимо учесть сопротивление контактов и болтовых соединений, и катушек выключателей.

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1} = R_{mp} + R_{вык630} + R_{шин} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм}, \quad (65)$$

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{mp} + X_{вык630} = 7,386 + 37,328 + 0,17 = 44,884 \text{ мОм}. \quad (66)$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{mp} + R_{вык630} + R_{шин} + R_{вык} + R_l + R_{конт} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 88 + 0,027 = 106,556 \text{ мОм}, \quad (67)$$

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{mp} + X_{вык630} + X_{вык} + X_l = 7,386 + 37,328 + 0,17 + 2 + 4,88 = 51,764 \text{ мОм} \quad (68)$$

Найдём ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{п0к1} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,029^2 + 44,884^2}} = 4,879 \text{ кА}, \quad (69)$$

Ударный ток находится по формуле, и составит:

$$I_{удк1} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.1} \cdot \kappa_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4,879 = 8,97 \text{ кА}. \quad (70)$$

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность, а также изменяется сопротивление некоторых элементов схемы. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивления трансформаторов будут такими же, как и сопротивления прямой последовательности, расчёт будем вести согласно методике изложенной в [3].

Ток однофазного короткого замыкания можно найти по следующей формуле:

$$I_{п0} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (71)$$

Сопротивления линий:

$$R_{Л} = 80 \cdot R_{уд.л\ddot{o}ль} = 80 \cdot 2,07 = 165,6 \text{ мОм}, \quad (72)$$

$$X_{Л} = 80 \cdot X_{уд.л\ddot{o}ль} = 80 \cdot 0,298 = 23,84 \text{ мОм}.$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1o} = R_{тр} + R_{вык630} + R_{ш\ddot{u}н} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ мОм}, \quad (73)$$

$$X_{\Sigma 1o} = X_{тр} + X_{вык630} = 37,328 + 0,17 = 37,498 \text{ мОм}. \quad (74)$$

Найдём ток однофазного тока короткого замыкания:

$$I_{поК1o} = \frac{U_{срнн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{1\Sigma o})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{1\Sigma o})^2}} = \quad (75)$$
$$= \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 15,029 + 15,029)^2 + (2 \cdot 44,884 + 37,498)^2}} = 1,71 \text{ кА},$$

Ударный ток находится по формуле, и составит:

$$I_{удК1o} = \sqrt{2} \cdot I_{н0.1o} \cdot \kappa_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,71 = 3,145 \text{ кА}, \quad (76)$$

Остальные точки короткого замыкания рассчитываются аналогично, расчёт произведён в программе Mathcad 14 и представлен в приложении А.

## 6 Выбор и проверка оборудования на Электростанции

### 6.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0.4 кВ

В данной бакалаврской работе устанавливаем автоматические выключатели на низкой стороне трансформатора каждой ТП и для каждой отходящей линии.

Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ осуществляется по следующим параметрам:

- по напряжению:

$$U_{номAB} \geq U_{сети} \quad (77)$$

- по роду тока и его величине (по расчетному току):

$$I_{ном.расц} \geq I_{расч}, \quad (78)$$

где  $I_{ном.расц}$  - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя.

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma p}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (79)$$

где  $S_{\Sigma III}$  - максимальная мощность на шинах 0,4.

- по конструктивному исполнению;

- по коммутационной способности.

Проверка автоматического выключателя определяется по следующим условиям:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс.} \geq \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (80)$$

где  $I_{отс.}$  - ток отсечки.

$$I_{отс.} = k_0 \cdot I_{номрасц}, \quad (81)$$

где  $k_0$  - кратность для автоматов, равная: 2,4,6,8,10.

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} \geq 1.25 \cdot I_{ср.расц}, \quad (82)$$

где  $I_{ср.расц}$  - ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

Выбор автоматического выключателя покажем на примере сборки 106Н.

Определим расчетный ток:

$$I_{расч.} = \frac{280,01}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 390,62 \text{ A.}$$

Выбираем автоматический выключатель токоограничивающий с полупроводниковым расцепителем марки с номинальным током расцепителя 400 А, [5].

Проверим соблюдение условия:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ А};$$

$$800 \geq \sqrt{2} \cdot 6,862 = 9,704 \text{ А}.$$

- по чувствительности к токам КЗ:

$$1,54 \geq 1,25.$$

Условие выполняется, следовательно, автомат был выбран правильно.

## 6.2 Выбор КРУЭ 6 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Максимальный рабочий ток на стороне НН Электростанции:

$$I_{\max p} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{6.7^2 + 2.6^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 690 \text{ А} \quad (83)$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

### **6.3 Выбор и проверка вводного выключателя 6 кВ**

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы. Наиболее ответственной операцией является отключение токов КЗ. При выборе выключателя необходимо учитывать основные требования, предъявляемые к нему. Выключатель должен надежно отключать любые токи: нормального режима, КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи без появления при этом опасных коммутационных перенапряжений. Для сохранения устойчивой

работы системы отключение КЗ должно производиться как можно быстрее, выключатель должен быть приспособлен для быстродействующего АПВ. Конструкция выключателя должна быть простой, удобной для эксплуатации и транспортировки. Выключатель должен обладать высокой ремонтпригодностью, взрыво- и пожаробезопасностью.

Выбираем вводной выключатель КРУЭ 6кВ по следующим параметрам:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (84)$$

– по длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном} , \quad (85)$$

Производим проверку:

– проверка по выключателю на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (86)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток в цепи.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq B_{Кном} , \quad (87)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчёту, определяется по формуле:

$$B_k = I_{н0}^2 (t_{откл} + T_a) = 4,879^2 \cdot (1 + 0,01) = 24,043 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (88)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.  $T_a = 0,01$  сек [19].

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (89)$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-6-20/1200 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Сравнение каталожных и расчетных данных вводного выключателя КРУЭ 6 кВ приведем в таблицу 7.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных вводного выключателя КРУЭ 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1,2 \text{ кА}$	$I_{\text{рmax}} = 0,69 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 3,145 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.}} = 24,043 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 4,879 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

Сравнение расчетных данных показывает, что выбранная марка вводного выключателя ВВ/TEL-6-20/1200 удовлетворяет всем требованиям.

Таким же образом выбираем секционный выключатель и выключатель отходящих присоединений КРУЭ 6кВ. Расчетные и справочные данные сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор выключателей КРУЭ 6 кВ

Справочные данные		Расчётные данные		Условия выбора
Секцион. выкл.	Выкл. отходящих присоед.	Секцион. выкл.	Выкл. отходящих присоед.	
$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$		$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{\text{рmax}} = 0,69 \text{ кА}$	$I_{\text{рmax}} = 0,29 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 3,145 \text{ кА}$		$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.}} = 24,043 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{отк}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 4,879 \text{ кА}$		$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

#### 6.4 Выбор трансформатора тока 6 кВ

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Трансформаторы тока необходимо выбирать по следующим параметрам:

- по классу напряжения;
- по максимальному рабочему току.

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, иначе недогрузка первичной обмотки может привести к увеличению погрешностей измерения.

Сопротивление нагрузки трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2,ном}, \quad (90)$$

где  $Z_2$  - номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом, [14].

Вторичная нагрузка включает в себя:

- сопротивления приборов;
- сопротивления соединительных проводов;
- переходного сопротивления контактов.

Так как индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, то  $Z_2 \approx r_2$ .

Сопротивление вторичной нагрузки определяется по формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_k. \quad (91)$$

Сопротивление приборов определяется по следующей формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (92)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность, потребляемая приборами, В·А;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, А, [14].

Принимаем сопротивление контактов равное 0.1 Ом (так как число приборов больше 3), если меньше число приборов, то  $r_k = 0.05$  Ом, [14].

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо соблюдение следующего условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_k \leq Z_{\text{ном}}. \quad (93)$$

Сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{\text{пров}} = Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k. \quad (94)$$

Зная сопротивление соединительных проводов можно определить их сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (95)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода, (для алюминия

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/мм}^2), [7];$$

$l_{\text{расч}}$  - расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения

трансформаторов тока, [7].

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

На данной ОРУ установлены следующие приборы:

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку.

Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность  $S_{ном.V} = 4 B \cdot A$ .

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность  $S_{ном.V} = 5 B \cdot A$ .

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность последовательной цепью:  $S_{ном.W(A)} = 5 B \cdot A$  и  $S_{ном.W(V)} = 5 B \cdot A$  параллельной.

СС3020 - щитовой цифровой частотомер, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность  $S_{ном.A} = 4 B \cdot A$ .

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет 9 В·А.

Для алюминиевых жил сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$ , согласно [14].

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 9.

Таблица 9 - Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 6 кВ	СА3020	4	–	4
Варметр		СР3020	5	–	5
Ваттметр		СВ3020	5	–	5
Счетчик АЭ		Меркурий 236	4,5	–	4,5
Счетчик РЭ		АRT	18,5	–	18,5
Итого:					
Амперметр	Секционный выключатель 6 кВ	СА3020	4	–	4
Итого:			4	–	4
Амперметр	На отходящих линиях	СА3020	4	–	4
Счетчик АЭ		Меркурий 236	4,5	–	4,5
Счетчик РЭ		АRT	8,5	–	8,5
Итого:					

Находим сопротивление приборов для трансформатора на вводе 6 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{18,5}{5^2} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление соединительных проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,74 - 0,1 = 0,132 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,132} = 0,858 \text{ мм}^2.$$

Находим сопротивление проводов по формуле:

Выбираем провод сечением 2 мм<sup>2</sup> [14].

$$r_{\text{прое}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{2} = 0,057.$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,74 + 0,057 + 0,1 = 0,79 \text{ Ом.}$$

Исходя из расчета, произведенного выше можно сделать вывод, что трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения, 1- класс точности), устанавливаемый на вводе проходит по всем параметрам. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 10.

Таблица 10 - Проверка трансформатора тока на вводе 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{расч}} = 690 \text{ А}$ $Z_{\text{Нрасч}} = 0,79 \text{ Ом}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 700 \text{ А}$ $Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

Далее выбираем трансформатор тока на секционном выключателе. Выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2, [14].

Производим аналогичный расчет.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 11.

Таблица 11 - Проверка ТТ на секционном выключателе

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{расч}} = 690 \text{ А}$ $Z_{\text{Нрасч}} = 0,79 \text{ Ом}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 730 \text{ А}$ $Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-6-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 12.

Таблица 12 - Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{расч}} = 290 \text{ А}$ $Z_{\text{Нрасч}} = 0,79 \text{ Ом}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$ $Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

## 6.5 Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:  $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$ , (96)

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (97)$$

Приближенно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2расч}$  можно определить по выражению. При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{дон}. \quad (98)$$

где  $S_{дон}$  – мощность всех трех фаз, принимается для трехфазного трансформатора, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности, [14].

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	СВ 3020	2	4	1	8
Ваттметр	СР 3020	1	5	2	10
Варметр	СР 3020	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ					
Итого					109

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 + 5 \cdot 2 + 5 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ.-6-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений), [14].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $S_2 = 92,82 \text{ ВА}$	$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$ $S_{2НОМ} = 200 \text{ ВА}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$ $S_{2НОМ} \geq S_2$

### 6.6 Выбор и проверка предохранителей 6 кВ

Предохранитель – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

Предохранитель включается последовательно в защищаемую цепь, для создания видимого разрыва используется неавтоматический выключатель.

Выбор предохранителей производится по напряжению, и по току. Для трансформатора напряжения выбираем предохранитель марки ПKN 001-6У3 с кварцевым наполнителем, для трансформатора напряжения, О – однополюсный, без цоколя и указателя срабатывания, 01 – конструктивное исполнение контактов, 6 – номинальное напряжения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Предохранители для трансформатора собственных нужд.

Ток максимального режима:

$$I_{\text{раб.мак}} = \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2,3 \text{ А.} \quad (99)$$

Примем предохранитель типа ПКТ101-6-100-31,5УЗ, с кварцевым наполнителем, для защиты трансформаторов, 1- наличие ударного устройства, 01- конструктивное исполнение контактов, 6 – номинальное напряжения, 100 – номинальный ток предохранителя, 31,5 – номинальный ток отключения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, [14].

Таблица 15– Сопоставление каталожных и расчетных данных предохранителей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 202 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 690 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 4,879 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

### 6.7 Выбор жестких шин 6 кВ

В закрытых РУ 6 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Наибольший рабочий ток на шинах 6 кВ равен:

$$I_{\text{max HH}} = \frac{S_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot 6} = \frac{7,187}{\sqrt{3} \cdot 6} = 348 \text{ А,} \quad (100)$$

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения  $30 \times 4 \text{ мм}$ ,  $S = 120 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 365 \text{ А}$ , [14].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{80,54 \cdot 10^6}}{91} = 98 \text{ мм}^2,$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение провода;

$C$  – для алюминиевых шин и кабелей  $C = 91$ , [14].

Минимальное сечение меньше принятого сечения.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $L = 1.5$  м.

Собственная частота колебаний шины при выбранной  $L$ :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{14,4}{1,6}} = 230,94 \quad (101)$$

где  $J$  – момент инерции шины, который равен  $J = \frac{0,3 \cdot 4^3}{12} = 1,6 \text{ см}^4$ ,

[6, с. 223, табл. 4.1].

$q$  – поперечное сечение выбранной шины,  $\text{см}^2$ , [6, с. 624, табл. п.3.4].

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6931^2}{1,5} = 5,547 \text{ Н/м}, \quad (102)$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток на шине, А;

$a$  – расстояние между фазами, м.

Напряжение, в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_\phi} = \frac{5,547 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 0,8} = 0,798 \text{ МПа}, \quad (103)$$

где  $L$  – длина пролета между опорными изоляторами, м;

$W_\phi$  – момент сопротивления шины, который равен  $W_\phi = \frac{0,3 \cdot 4^2}{6} = 0,8$ .

Для выбранной шины  $\sigma_{дон} = 90 \text{ МПа}$ , [14], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

## 6.8 Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (104)$$

$$F_{расч} = 0.6F_{разр} = F_{дон}. \quad (105)$$

где -  $F_{разр}$  - разрушающая нагрузка на изгиб, [14];

Выбираем опорные изоляторы ИОР–6–3,75 УХЛ, [14] с допустимой силой на изгиб, Н:

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 = 2250.$$

Высота изолятора  $H_{из} = 120$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L \cdot k_h = 5,547 \cdot 1,5 \cdot 1,317 = 10,958, \quad (106)$$

где  $k_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + 8 + \frac{100}{2}}{H_{из}} = \frac{120 + 8 + \frac{60}{2}}{120} = 1,317. \quad (107)$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию  $F_{дон} \geq F_{расч}$  и может быть принят к установке.

## 6.9 Выбор и проверка выключателя напряжением 35 кВ

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво - и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

напряжение установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

длительный ток:  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;

отключающая способность:  $I_{н о} \leq I_{откл ном}$ .

Проверка данного выключателя осуществляется по следующим критериям:

- на электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.с} \geq I_{но}; \quad (108)$$

$$i_{пр.с} \geq i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{но}, \quad (109)$$

где  $I_{пр.с}$  - предельный сквозной ток ( действующее значение периодической составляющей), кА, который выключатель способен надежно включить;

$I_{но}$  - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$i_{пр.с}$  - номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата), кА;

$i_{уд}$  - ударный ток КЗ, кА;

$k_{уд}$  - ударный коэффициент.

- на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл ном} \geq I_{нт}, \quad (110)$$

где  $I_{откл\ ном}$  - номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{n\tau}$  - периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

- возможность на отключения аperiodической составляющей тока КЗ определяется из соотношения:

$$i_{a\ ном} \geq i_{a\ в} \quad (111)$$

$$i_{a\ ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \beta_n / 100,$$

где  $i_{a\ ном}$  - номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения, кА;

$\beta_n$  - нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения;

$i_{a\ \tau}$  - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА

- проверка выключателя на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (112)$$

где  $I_{тер}$  - номинальный ток термической стойкости выключателя (равный, как правило,  $I_{откл\ ном}$ ), кА;

$t_{тер}$  - время термической стойкости, с.

Тепловой импульс определяется:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (113)$$

где  $B_k$  - тепловой импульс, кА<sup>2</sup>·с;  $t_{откл}$  - время отключения;

$T_a$  - постоянная затухания аperiodической составляющей тока к.з., с;

Время отключения находим по выражению:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (114)$$

где  $t_{pz}$  – время действия релейной защиты, с;

$t_{об}$  – полное время отключения выключателя с приводом, с.

По действующим картам уставок  $t_{pz}$  равны:

- сторона 35 кВ -2,5 с;

- сторона 6 кВ -1 с.

Покажем на примере выбор и проверку выключателя:

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot 35} = \frac{38389}{\sqrt{3} \cdot 35} = 800 \text{ A.} \quad (115)$$

По условиям надежности, удобства и экономичности в эксплуатации устанавливаем на ПС вакуумные выключатели на напряжения 35 кВ, марки ВВУ35-20/1000, [17].

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость:

$$I_{np.c.} = 35 \text{ кА} > I_{n0} = 7,65 \text{ кА},$$

$$i_{np.c.} = 51 \text{ кА} > i_{y0} = 17,4 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности:

$$I_{откл. ном} = 20 \text{ кА} > I_{n0} = I_{n\tau} = 7,65 \text{ кА}.$$

Расчетное время отключения:

$$\tau = 0,01 + t_{св. откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06.$$

Апериодический ток в момент  $\tau$ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_0 \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 3,05 \cdot e^{-0,06/0,03} = 2,55 \text{ кА}.$$

Номинальный апериодический ток выключателя:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл. ном} \cdot \beta / 100 = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 25 / 100 = 7,07 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = B_k = 7,65^2 \cdot (2,5 + 0,13 + 0,03) = 155,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИ}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}}$	1000 А	800 А
$I_{\text{пр,с}} \geq I_{\text{по}}$	35 кА	7,65 кА
$i_{\text{пр с}} \geq i_{\text{уд}}$	51 кА	17,4 кА
$I_{\text{откл ном}} \geq I_{\text{пт}}$	20 кА	6,6 кА
$i_{\text{а ном}} \geq i_{\text{ат}}$	7.07 кА	6,6 кА
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_k$	1200 кА <sup>2</sup> ·с	155,67 кА <sup>2</sup> ·с

### 6.10 Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Выбираем на стороне 35 кВ разъединитель марки РГП2-35/1000УХЛ1 по напряжению установки ( $U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ ), по току продолжительного режима ( $I_{\text{макс}} = 800 \text{ А}$ ), [17]. Выпускается в трехполюсном исполнении, с полимерной изоляцией, заземлители с двух сторон, соответствующей четвертой степени загрязнения, по ГОСТ 9920.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} = 800 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$I_{\text{ДИН}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 17,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
Главные ножи		
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 155,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 155,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 6.11 Выбор и проверка трансформатора тока 35 кВ

Трансформатор тока для 35 кВ выбирается аналогично ТТ для 6 кВ.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока для высокой стороны, приведена в таблице 18.

Таблица 18 - Нагрузка приборов ТТ на высокой стороне подстанции

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	СА3020	4	4	4

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ 35 БП.

Находим сопротивление приборов для трансформатора на вводе 35 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,05 = 0,99 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,99} = 1,72 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Находим сопротивление проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,4245.$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,16 + 0,4245 + 0,05 = 0,63 \text{ Ом.}$$

Исходя из расчета, произведенного выше можно сделать вывод, что трансформатор тока марки ТОЛ 35 БП, устанавливаемый на вводе проходит по всем параметрам. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 19.

Таблица 19 - Проверка трансформатора тока ТОЛ 35 БП на вводе 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{расч}} = 800 \text{ А}$ $Z_{\text{Нрасч}} = 0,63 \text{ Ом}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ $Z_{\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

### 6.12 Выбор ограничителей перенапряжения 35 кВ

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую крышку.

ОПН имеют ряд преимуществ по сравнению с ранее использующимися, для защиты от перенапряжений разрядниками:

- благодаря высокой нелинейности варисторов достигается быстрая реакция на импульсные переходные процессы с быстро нарастающим фронтом (грозовые перенапряжения).
- низкий и постоянный уровень защитного напряжения обеспечивает надежную защиту элемента настройки и самого заградителя в целом.
- из-за отсутствия искровых промежутков отсутствует дуга, вызывающая обгорание электродов и, соответственно, выход из строя разрядника.

В целом, использование ОПН в качестве защитного устройства взамен ранее применявшегося для этих целей разрядника позволяет существенно повысить надежность высокочастотного заградителя.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

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

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (116)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [4].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (117)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1- /35/40,5/10/3УХЛ1, [4].

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (118)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{ост} = 36 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 500 \text{ Ом}$ , [14, с. 201];

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Значение  $U$  можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (119)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности,  $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$ , [4];

$l$  – длина защищенного подхода, [4].

$$U = \frac{38,5}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 127} = 37,1 \text{ кВ}.$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (120)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны, [4];

$c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 7,326 \text{ мкс}.$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(38,5 - 36)}{500} \cdot 37,1 \cdot 2 \cdot 7,326 \cdot 2 = 37,41 \text{ кДж}.$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (121)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{37,41}{35} = 1,07 \text{ кДж/кВ}.$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 с удельной энергоемкостью 7 кДж/кВ.

## **7 Оценка надежности принятой схемы Электрокотельной**

Надежность систем электроснабжения и энергетических систем в целом обеспечивается резервированием элементов этих систем и связано со значительными капиталовложениями. Обоснование оптимального резервирования и выбор способа их реализации предусматривается на стадии планирования и проектирования ЭЭС.

Рабочее состояние объекта включает в себя следующие режимы:

- нормальный – когда обеспечиваются значения заданных параметров режимов работы и резервирования в установленных пределах;
- ремонтный – когда часть элементов объекта находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонтов.
- аварийный – от момента возникновения отказа от его локализации.

В данном бакалаврской работе оценивается и сравнивается надежность схемы электроснабжения потребителей подстанции Электрокотельной в нормальном режиме работы до реконструкции и после реконструкции.

Расчет надежности системы электроснабжения будем проводить с помощью аналитического метода. Сущность метода состоит в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, таких, как полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Рассмотрим надежность ПС Электрокотельной.

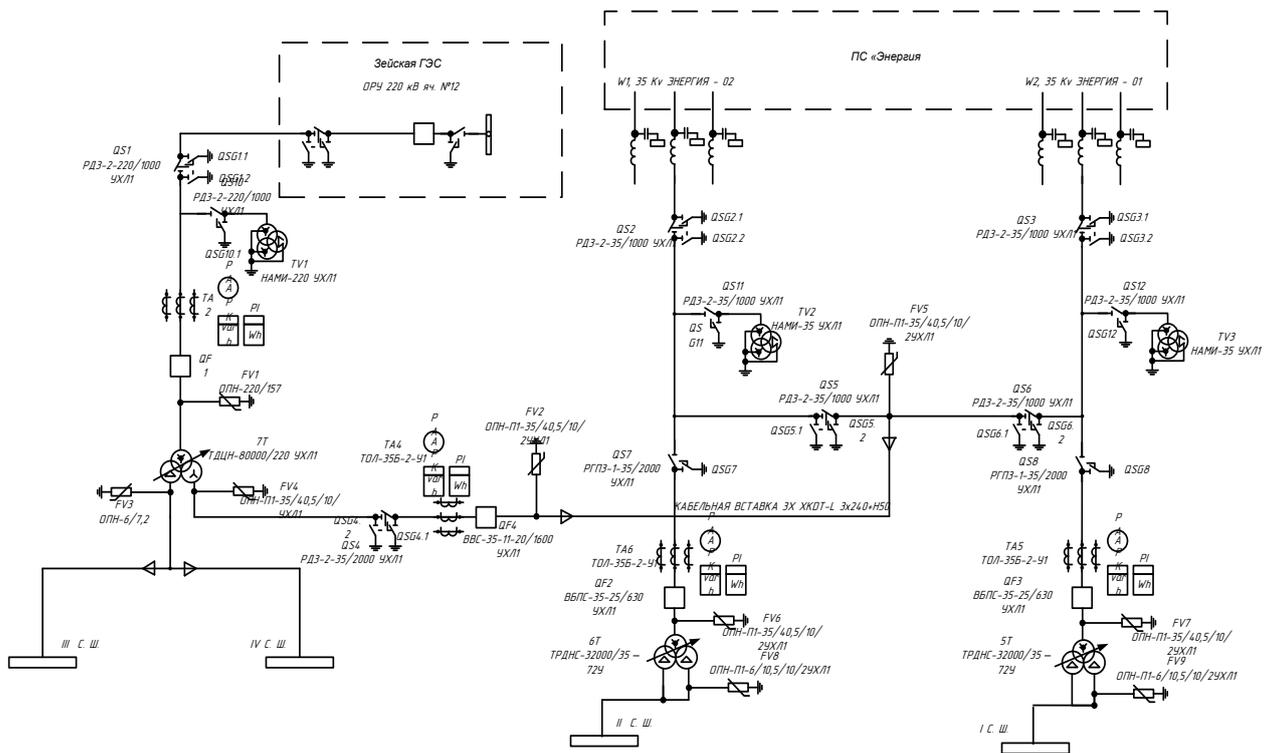
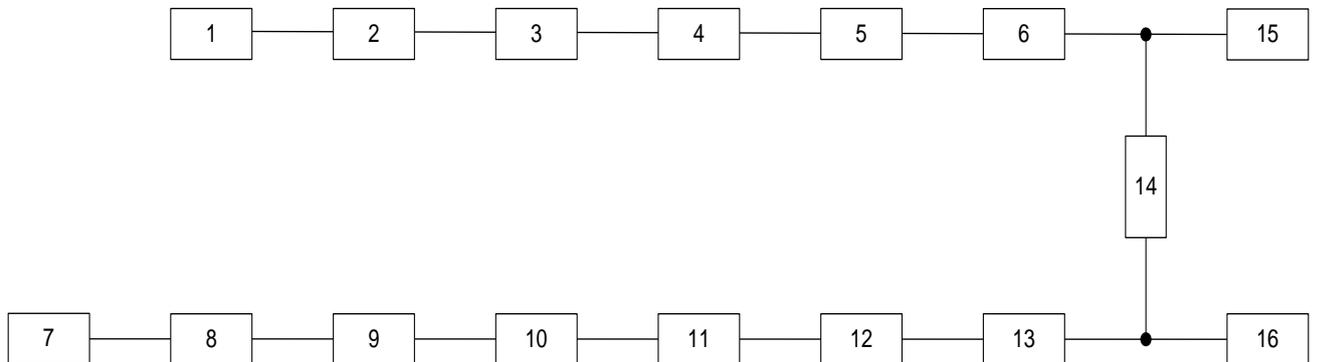


Рисунок 7 - Однолинейная схема ОРУ220/35 кВ электростанции

На основании однолинейной схемы представленной на рисунке составим



схему замещения с точки зрения надежности.

Рисунок 8 - Схема замещения

Исходные данные для определения показателей надежности элементов схем взяты из справочника [9] для удобства сведены в таблицу 20.

Таблица 20 - Данные показателей надежности элементов схем

Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_p$ , ч
Трансформатор ТРДНЦ 32000/35/6-72У	0,035	60	0,75	28
Трансформатор ТСГЛ-630/6 УЗ	0,025	60	1	30
Выключатели 35 кВ	0,06	20 $a_{оп} = 0,006$ $a_{кз} = 0,013$	0,14	30
Разъединители 35 кВ	0,01	7	0,166	12,8
Шины (на одно прис.)	0,013	5	0,166	4
ВЛ 35 кВ (на 100 км)	0,5	14,3	2,8	17

Вероятность отказа основных защит трансформаторов:

- газовой -  $q_T=0,003$ ;
- дифференциальной -  $q_{ДЗТ}=0,022$ .

Вероятность отказа элемента схемы можно определить как:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760}. \quad (122)$$

Вероятность отказа для трансформаторных выключателей необходимо определять с учетом отказа в статическом состоянии, с учетом отказа при оперативных отключениях, с учетом отказа при отключениях к.з. и с учетом повреждения разъединителей выключателя:

$$q = \frac{\omega_{ст} \cdot T_B}{8760} + \frac{2 \cdot \omega_p \cdot T_{вр}}{8760} + a_{оп} \cdot N / 8760 + a_{кз} \cdot [(q_{ДЗТ} + q_z) \cdot q_{mp} + q_{ш}], \quad (123)$$

где  $\omega_{ст}$  - частота отказов выключателя в статическом состоянии, 1/год;

$\omega_p$  - частота отказов разъединителей, 1/год;

$T_{вр}$  - время восстановления разъединителя, ч/1;

$a_{оп}$  - удельная частота отказов выключателя при оперативных переключениях;

$N$  - число оперативных переключений в год на присоединение;

$a_{кз}$  - удельная частота отказов выключателя при отключениях к.з.;

$q_{тр}$  - вероятность отказа трансформатора;

$q_{ш}$  - вероятность отказа шин.

Вероятность отказа для линейных выключателей:

$$q = \frac{\omega_{cm} \cdot T_B}{8760} + \frac{2 \cdot \omega_p \cdot T_{Bp}}{8760} + a_{он} \cdot N / 8760 + a_{кз} \cdot [(1 + K_{АПВ}) \cdot q_{ВЛ} + q_{ш}] \quad (124)$$

где  $K_{АПВ}$  - коэффициент неуспешного действия АПВ;

$q_{ВЛ}$  - вероятность отказа воздушной линии.

Расчет вероятности преднамеренного отключения элемента проводим аналогично, но вместо параметра потока отказов  $\omega$  используем частоту ремонтов  $\mu$ , а вместо времени восстановления  $T_B$  используем продолжительность ремонта  $T_p$ . В остальном расчет полностью идентичен.

Предварительный рассчитанные параметров надежности элементов приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Параметры надежности элементов

№ п/п	Наименование	q	$\lambda$	$q_{пр}$	$\lambda_{пр}$
1	Выключатель трансформатора ТРДНЦ 32000/35/6-72У	$2,36 \cdot 10^{-4}$	0,117	$1,09 \cdot 10^{-3}$	0,523
2	Выключатель трансформатора ТСГЛ-630/6 УЗ	$3,65 \cdot 10^{-4}$	0,175	$1,32 \cdot 10^{-3}$	0,598
3	Выключатель линии Энергия 01	$3,67 \cdot 10^{-4}$	0,176	$1,33 \cdot 10^{-3}$	0,607
4	Выключатель линии Энергия 02	$3,68 \cdot 10^{-4}$	0,176	$1,3 \cdot 10^{-3}$	0,606
5	Шины (7 прис.)	$0,52 \cdot 10^{-4}$	0,091	$0,398 \cdot 10^{-3}$	1,162

Определим вероятности отказов последовательно соединенных элементов по формуле:

$$q = \sum q_i \quad , \quad (125)$$

$$q_I = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 = 2,36 \cdot 10^{-4} + 3,65 \cdot 10^{-4} + 3,67 \cdot 10^{-4} + 3,68 \cdot 10^{-4} + 0,52 \cdot 10^{-4} = 1,75 \cdot 10^{-3};$$

Расчет вероятности отказов для других цепей сведен в таблицу 6.3.

Интенсивность потока отказов для последовательно соединенных элементов определим по формуле:

$$\lambda = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{пр. наиб.}}, \quad (126)$$

где  $\lambda_{\text{пр. наиб}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$$\lambda_I = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_{\text{пр. наиб}} = 0,117 + 0,175 + 0,176 + 0,176 + 0,091 + 1,162 = 2,069;$$

$$\lambda_I^* = \lambda_I - \lambda_{\text{пр. наиб.}} = 2,069 - 1,162 = 0,907;$$

Определим время восстановления для каждой цепи по формуле

$$t_B = \frac{q_i}{\lambda_i^*}, \text{ ч} \quad (127)$$

$$t_B = \frac{1,75 \cdot 10^{-3}}{0,907} \cdot 8760 = 16,9 \text{ ч}$$

Определим коэффициент простоя для каждой цепи по формуле:

$$E_{\text{пр}} = 1 - e^{-t_{\text{пр1}}/t_{\text{вп max}}}, \quad (128)$$

$$E_{\text{пр}} = 1 - e^{-30/18,23} = 0,807.$$

Определим вероятность преднамеренного отключения для каждой цепи по формуле:

$$q_{\text{пр}} = \sum q_{\text{пр}i}; \quad (129)$$

$$q_{\text{прI}} = q_{\text{пр1}} + q_{\text{пр2}} + q_{\text{пр3}} + q_{\text{пр4}} + q_{\text{пр5}} = 1,09 \cdot 10^{-3} + 1,32 \cdot 10^{-3} + 1,33 \cdot 10^{-3} + 1,3 \cdot 10^{-3} + 0,398 \cdot 10^{-3} = 6,76 \cdot 10^{-3}.$$

Расчет вероятности преднамеренного отключения для других цепей сведен в таблицу 22.

Таблица 22 - Преднамеренного отключения для других цепей

№ цепи	$q_i$	$\lambda_i$	$\lambda_i^*$	$t_{B i}$	$K_{\text{пр } i}$	$q_{\text{пр } i}$
I	$1,75 \cdot 10^{-3}$	2,069	0,907	16,9	0,807	$6,76 \cdot 10^{-3}$
II	$2,13 \cdot 10^{-3}$	2,436	1,108	16,84	0,807	$8,28 \cdot 10^{-3}$
III	$2,36 \cdot 10^{-3}$	0,64	0,117	17,67	0,807	$1,09 \cdot 10^{-3}$
IV	$2,36 \cdot 10^{-3}$	0,643	0,117	17,67	0,807	$1,09 \cdot 10^{-3}$
V	$3,6 \cdot 10^{-3}$	0,767	0,173	18,23	0,817	$1,28 \cdot 10^{-3}$

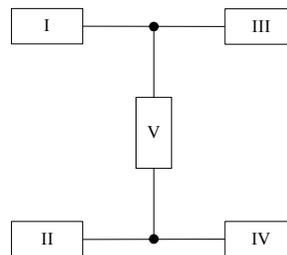


Рисунок 9 - Приведенный вид схемы замещения

Определим коэффициент простоя системы при полном погашении ОРУ 35:

$$K_{\text{п.с.}} = q_1 q_2 + \sum_{i=1}^2 K_{\text{пр } i} q_{\text{пр } i} q_j + q_3 q_4 + \sum_{i=3}^4 K_{\text{пр } i} q_{\text{пр } i} q_j + q_1 q_5 q_4 + \sum_{1,5,4} K_{\text{пр } i} q_{\text{пр } i} q_{\text{эж } j} + q_2 q_5 q_3 + \sum_{2,5,3} K_{\text{пр } i} q_{\text{пр } i} q_{\text{эж } j} \quad (130)$$

$$K_{\text{п.с.}} = 1,75 \cdot 10^{-3} \cdot 2,13 \cdot 10^{-3} + 2,36 \cdot 10^{-4} \cdot 2,36 \cdot 10^{-4} + 1,75 \cdot 10^{-3} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \times$$

$$\begin{aligned} & \times 2,36 \cdot 10^{-4} + 2,13 \cdot 10^{-3} \cdot 3,6 \cdot 10^{-4} \cdot 2,36 \cdot 10^{-4} + 0,807 \cdot 6,76 \cdot 10^{-3} \cdot [2,13 \cdot 10^{-3} + \\ & + 2,36 \cdot 10^{-4} \cdot 3,6 \cdot 10^{-4} + 2,36 \cdot 10^{-4} \cdot 2,36 \cdot 10^{-4}] + 0,807 \cdot 8,28 \cdot 10^{-3} \cdot [1,75 \cdot 10^{-3} + \\ & + 2,36 \cdot 10^{-4} \cdot 3,6 \cdot 10^{-4} + 2,36 \cdot 10^{-4} \cdot 2,36 \cdot 10^{-4}] + 0,817 \cdot 1,28 \cdot 10^{-3} \cdot [1,75 \cdot 10^{-3} \times \\ & \times 2,36 \cdot 10^{-4} + 2,13 \cdot 10^{-3} \cdot 2,36 \cdot 10^{-4} + 1,75 \cdot 10^{-3} \cdot 2,13 \cdot 10^{-3} + 2,36 \cdot 10^{-4} \times \\ & \times 2,36 \cdot 10^{-4}] = 2,71 \cdot 10^{-5}. \end{aligned}$$

$$q_C = K_{п.с.} = 2,71 \cdot 10^{-5} \quad (131)$$

$$p_C = 1 - q_C = 1 - 2,71 \cdot 10^{-5} = 0,99997 \quad (132)$$

Определим интенсивность потока отказов последовательно соединенных цепей системы:

$$\lambda_{I-III} = \lambda_I + \lambda_{III} + \lambda_{пр. \text{ наиб}} = 0,907 + 0,117 + 1,162 = 2,186; \quad (133)$$

$$\lambda_{I-III}^* = \lambda_{I-III} - \lambda_{пр. \text{ наиб}} = 2,186 - 1,162 = 1,024; \quad (134)$$

$$\lambda_{II-IV} = \lambda_{II} + \lambda_{IV} + \lambda_{пр. \text{ наиб}} = 1,108 + 0,117 + 1,328 = 2,553; \quad (135)$$

$$\lambda_{II-IV}^* = \lambda_{II-IV} - \lambda_{пр. \text{ наиб}} = 2,553 - 1,328 = 1,225; \quad (136)$$

Интенсивность потока отказов всей системы определим как интенсивность потока отказов параллельно соединенных цепей по формуле:

$$\lambda_C = \lambda_{I-III} q_{II-IV} + \lambda_{II-IV} q_{I-III} + \lambda_{I-III}^* q_{пр II-IV} + \lambda_{II-IV}^* q_{пр I-III} \quad (137)$$

$$\begin{aligned} \lambda_C &= 2,186 \cdot (2,13 \cdot 10^{-3} + 2,36 \cdot 10^{-4}) + 2,553 \cdot (1,75 \cdot 10^{-3} + 2,36 \cdot 10^{-4}) + \\ &+ 1,024 \cdot (8,28 \cdot 10^{-3} + 1,09 \cdot 10^{-3}) + 1,225 \cdot (6,76 \cdot 10^{-3} + 1,09 \cdot 10^{-3}) = 2,95 \cdot 10^{-2}. \end{aligned}$$

Среднее время восстановления системы определим по формуле:

$$t_{в.с.} = \frac{K_{п.с.}}{\lambda_C} \quad (138)$$

$$t_{в.с.} = \frac{2,71 \cdot 10^{-5}}{2,95 \cdot 10^{-2}} \cdot 8760 = 8,05 \text{ ч.}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_c} \quad (139)$$

$$T_c = \frac{1}{2,95 \cdot 10^{-2}} = 33,9 \text{ года}$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = 0,105 \cdot T_c \quad (140)$$

$$T_p = 0,105 \cdot 33,9 = 3,56 \text{ года.}$$

- Время восстановления системы:

$$t_{вс} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c} \cdot 8760 = \frac{9,158 \cdot 10^{-5}}{0,036} \cdot 8760 = 22,284 \text{ час.}$$

Для сравнения существующей и реконструируемой схем подстанции по условию надежности произведем расчет ущерба от перерыва электроснабжения.

Общая величина ущерба:

$$U = W_{нед} \cdot Y_0, \quad (141)$$

где  $Y_0$  - средняя величина удельного основного ущерба, [9];

$W_{нед}$  - количества недоотпущенной электроэнергии.

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}. \quad (142)$$

$$W_{нед} = 2,71 \cdot 10^{-5} \cdot 6019 \cdot 8760 = 41659,16 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Общая величина ущерба подстанции:

$$U = 41659,16 \cdot 1,5 = 62,5 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Таким образом, в соответствии с произведенным расчетом и полученными показателями надежность электроснабжения после реконструкции увеличилась. Рассчитанный ущерб от перерыва электроснабжения обуславливает экономическую эффективность и целесообразность реконструкции существующей системы электроснабжения подстанции Электрокотельная.

## **8 Молниезащита и заземление Электрокотельная**

### **8.1 Расчет заземления подстанции Электрокотельная**

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель – проводник или совокупность металлически соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- защитное – служит для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электроустановку, выполняются путем заземление металлических частей установки, которые нормально имеют нулевой потенциал, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

- рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки, к ним относятся заземление нейтрали силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, генераторов, реакторов, а так же заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода.

- молниезащитное – служит для отвода тока молнии в землю, от молниеотводов или других конструкций.

В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

Расчет заземления ОРУ в виде сетки:

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с потенциалом.

ОРУ имеет размеры  $A = 39$  м,  $B = 26$  м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (143)$$

$$S = (39 + 2 \cdot 1,5) \cdot (26 + 2 \cdot 1,5) = 1218 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимается диаметр равный  $d = 10$  мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (144)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{отк}}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (145)$$

где  $\beta = 21$  – коэффициент термической стойкости, [19].

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{5,8^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 28,301 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (146)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (147)$$

где  $T = 240$  мес. – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

$a_{\kappa}, b_{\kappa}, c_{\kappa}, \alpha_{\kappa}$  – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается:  $a_{\kappa} = 0,0026$ ,  $b_{\kappa} = 0,00915$ ,  $c_{\kappa} = 0,0104$  и  $\alpha_{\kappa} = 0,0224$ , [19].

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,485 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{МП} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}; \quad (148)$$

$$F_{МП} = 78,5 \geq F_{\min} = 54,786 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки  $l_{n-n} = 6$  м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_T = (39 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} + (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{39 + 2 \cdot 1,5}{6} = 406 \text{ м}. \quad (149)$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$\frac{39 + 2 \cdot 1,5}{6} = 7.$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$\frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 4,833.$$

Принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_T = 5 + 7 = 12.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ОРУ квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S} = \sqrt{1218} = 35$  м.

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{406}{2 \cdot \sqrt{1218}} - 1 = 4,8. \quad (150)$$

Принимается число ячеек  $m = 5$ .

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1218}}{5} = 7 \text{ м}. \quad (151)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot \sqrt{1218} \cdot (5+1) = 420 \text{ м}. \quad (152)$$

Определяется количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки  $a = 6$  м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{1218}}{6} = 23,4. \quad (153)$$

Принимается количество вертикальных электродов  $n_B = 24$ .

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (154)$$

где  $A_{min}$  – коэффициент подобия, принимается по и зависит от отношения:

$$A_{min} = f\left(\frac{l_B}{\sqrt{S}}\right) = \frac{5}{\sqrt{1218}} = 0,143. \quad (155)$$

К дальнейшему расчету  $A_{min}$  принимается равным  $0,15$  [19].  
Стационарные сопротивления первого и второго слоев грунта соответственно равны:

$$R_{s1} = 20 \cdot \left( \frac{0,15}{\sqrt{1218}} + \frac{1}{420 + 12 \cdot 5} \right) = 0,128 \text{ Ом};$$

$$R_{s2} = 4 \cdot \left( \frac{0,15}{\sqrt{1218}} + \frac{1}{420 + 12 \cdot 5} \right) = 0,0256 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент вычисляется по следующему выражению:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (156)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1218}}{(20 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,54,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(4 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,62.$$

Импульсные сопротивления первого и второго слоев грунта определяются по формуле:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u. \quad (157)$$

Таким образом:

$$R_{u1} = 0,128 \cdot 1,54 = 0,197 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = 0,0256 \cdot 1,62 = 0,041 \text{ Ом}.$$

Расчет является верным, если выполняется условие:  $R_{общ} \leq 0,5 \text{ Ом}$ :

$$R_{общ} = R_{u1} + R_{u2} = 0,197 + 0,041 = 0,238 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}. \quad (158)$$

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать  $5000 \text{ В}$ :

$$U_3 = R_{\text{и}} \cdot I_3 = 0,464 \cdot 5100 = 2366,4 \text{ В.} \quad (159)$$

где  $I_3$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

## 8.2 Расчет молниезащиты ОРУ

В России нормируется два типа 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. Назначение молниеотвода: принять подавляющее большинство ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Принимаю высоту молниеотвода  $h=12$  м. Высота зоны защиты при высоте МО до 15 м включительно:

При  $H \leq 150$  м высота зоны защиты определяется по следующей формуле:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 12 = 10,2 \text{ м.} \quad (160)$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 12) \cdot 12 = 12,912 \text{ м.} \quad (161)$$

На высоте защищаемого объекта (линейного портала) радиус зоны защиты определяется по формуле:

$$r_{\text{Хл}} = r_{0\text{л}} \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФл}}}\right) = 12,912 \cdot \left(1 - \frac{6}{10,2}\right) = 5,317 \text{ м.} \quad (162)$$

Если расстояние между молниеотводами  $2h < L \leq 4h$ , то наименьшая высота внутренней зоны определяются по формулам:

$$h_{\text{СХ}} = h_{\text{ЭФ}} - \left(0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h\right) \cdot (L - h); \quad (163)$$

$$h_{CXl} = 12,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 12) \cdot (13 - 12) = 10,026 \text{ м.}$$

Ширина зоны защиты в середине пролета определяются по формулам:

$$r_{CO} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h}\right) \quad (164)$$

$$r_{CXl} = r_{COl} \cdot \left(\frac{h_{CXl} - h_i}{h_{CXl}}\right) = 12,912 \cdot \left(\frac{10,026 - 6}{10,026}\right) = 5,185 \text{ м.}$$

Затем осуществляется проверка образования единой зоны защиты. Для этого выбираются молниеотводы наиболее удаленные друг от друга, т.е. 2 и 3 молниеотводы и также рассматриваются, как двойной стержневой.

Таблица 23 - Расчет зоны защиты молниеотводов на уровне линейного портала

МОЛНИЕОТВОД	1-2	1-3	2-3
$L$ , м	13	32,5	22,5
$h_{CX}$ , м	10,03	6,64	8,38
$r_0$ , м	12,91	12,91	12,91
$r_X$ , м	5,32	5,32	5,32
$r_{CO}$ , м	12,91	12,91	12,91
$r_{CX}$ , м	5,18	1,23	3,66

Таблица 24 - Расчет зоны защиты молниеотводов на уровне шинного портала

МОЛНИЕОТВОД	1-4	8-7	2-9
$L$ , м	20,5	25	22,5
$h_{CX}$ , м	8,72	7,94	8,38
$r_0$ , м	12,91	12,91	12,91
$r_X$ , м	5,32	5,32	5,32
$r_{CO}$ , м	12,91	12,91	12,91
$r_{CX}$ , м	13,59	3,16	3,66

## 9 Релейная защита и автоматика

### 9.1 Защита линий 6 кВ

Для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть

предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

К основным видам повреждений линий, которые требуют их немедленного отключения, можно отнести междуфазные и однофазные на землю короткие замыкания.

Защита от многофазных замыканий, как правило, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Произведем расчет защиты линии 6 кВ.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с/з}}{k_{\theta}} \cdot I_{раб}, \quad (166)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [18];

$k_{с/з}$  – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска

электродвигателей, принимаем равным 1, [18];

$k_{\mathcal{B}}$  – коэффициент возврата, равный 0,95, [18];

$I_{pa\bar{b}}$  – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 290 = 319,246 \text{ A.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \left( \frac{k_{cx}}{k_{T.T}} \right) = 319,246 \cdot \frac{1}{200/5} = 7,98 \text{ A}, \quad (167)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы ( $k_{cx} = 1$ , для схемы неполной звезды);

$k_{T.T}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 200/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\mathcal{U}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (168)$$

где  $I_{K3}^{(2)}$  – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\mathcal{U}} = \frac{1992}{319,246} = 6,24;$$

$$6,24 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (169)$$

где  $t_1$  – выдержка времени рассчитываемой защиты;  
 $t_2$  – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;  
 $\Delta t$  – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (170)$$

где  $t_Q$  – время отключения выключателя,  $t_Q = 0,04$  с, [18];  
 $t_{KT2}$ ,  $t_{KT1}$  – погрешности в срабатывании реле времени защиты  
поврежденного элемента и последующей защиты;  
 $t_{зан}$  – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени,  
принимается равным  $0,1-0,15$  с, [18];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок  $0,5 \div 9$  с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Составляем расчетную схему, рисунок 10.

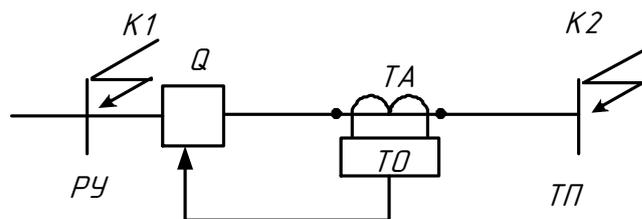


Рисунок 10 – Расчетная схема

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_n \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (171)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [18];

$I_{к\max}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому  $I_{с.з}^{TO}$  должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (172)$$

где  $k_{нам}$  - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов,  $k_{нам} = 3 \dots 5$  [18];

$\Sigma I_{т.ном}$  - сумма номинальных токов силовых трансформаторов питаемых по защищаемой цепи.

Определим сумму номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи:

$$\Sigma I_{т.ном} = \Sigma \frac{S_{mpi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (173)$$

$$\Sigma I_{т.ном} = \frac{208,04 + 324,51 + 379,24 + 320,968 + 197,74 + 595,829 + 583,995 + 595,345 + 387,49}{\sqrt{3} \cdot 6} = 207,45 \text{ A.}$$

где  $S_{mpi}$  - нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

Проверим условие:

$$1,1 \cdot 2300 \geq 5 \cdot 207,45$$

$$2530 \geq 1037$$

Условие выполняется.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_q = \frac{I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{I_{с.з}} \geq 1,5; \quad (174)$$

$$k_q = \frac{3213}{2530} = 1,68.$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

Защита от однофазных замыканий на землю.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;

- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Определим полный ток замыкания на землю на линии:

$$I_{\text{знз}} = \frac{U_{\text{лин}} \cdot L_{\Sigma}}{350} = \frac{10 \cdot 5.23}{350} = 0,149 \text{ А.} \quad (175)$$

Расчет уставок релейной защиты для остальных линий производится аналогично и сводится в таблицу 25.

Таблица 25 – Результаты расчета уставок релейной защиты

Линия	МТЗ		ТО		Защита от замыканий на землю
	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{знз}}, \text{ А}$
Линия 1 6 кВ	130,26	12,28	2022,9	2,1	0,227

Линия 2 6 кВ	24,242	17,86	3183,4	1,72	0,017
-----------------	--------	-------	--------	------	-------

## 9.2 Защита трансформатора 35 кВ

Для защиты трансформатора, в качестве основной защиты является дифференциальная и газовая защита. А в качестве резервной – защита от перегрузки и МТЗ.

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий.

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Расчет уставок МТЗ.

Максимальный рабочий ток, который может протекать через трансформатор, может иметь место при условии отключения одного из трансформаторов.

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне:

$$I_{рmaxвн} = \frac{\sqrt{P_n^2 + Q_n^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (176)$$

$$I_{рmaxвн} = \frac{\sqrt{35.6^2 + 14.24^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,093 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{сам} \cdot I_{рmax}}{K_г}, \quad (177)$$

где:  $K_n$  – коэффициент надежности,  $K_n = 1,2$ ;

$K_г$  – коэффициент возврата,  $K_г = 0,8$ ;

$K_{сам}$  – коэффициент самозапуска двигателей,  $K_{сам} = 2,5$ ;

$I_{pmax}$  – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

$$I_{c3} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 93 = 349 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{c3}} \geq 1,5$$

где  $I_{\text{min}}^{(2)} - 3213 \text{ А}$  - ток КЗ за трансформатором на стороне НН, приведенный к ВН,

$$K_{\text{ч}} = \frac{3213}{349} = 9,2,$$

Условие по чувствительности выполняется.

В процентном соотношении, т.е. уставка, пересчитывается для терминала Сириус 2 Т:

$$I_{c3} = \frac{I_{c3} \cdot 100}{K_{mm} \cdot 5}, \quad (178)$$

$$I_{c3} = \frac{349 \cdot 100}{1000} = 34,9\%.$$

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем  $t_{np.max} = 1 \text{ с.}$

$$t_{c.з.T(p)} = t_{np.max} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с,}$$

Защита от перегрузки.

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с

выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенно с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению, А:

$$I_{сз} = \frac{K_{омс}}{K_6} \cdot I_{p.max}, \quad (179)$$

где  $K_{омс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 93 = 122.06 \text{ А.}$$

Переводим уставку для микропроцессорного терминала Сириус 2Т:

$$I_{сп} = \frac{122.06}{1000} \cdot 100\% = 12.2\%$$

Газовая защита трансформатора.

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Дифференциальная токовая защита.

Уставки  $I_{нн}$ ,  $I_{вн}$  Размах РПН можно выбирать либо исходя из полного размаха РПН и его среднего отклонения, либо исходя из реально возможных отклонений регулятора и некоторого оптимального напряжения  $U_{онт}$ .  $U_{онт}$  характеризуется тем, что ему соответствуют равные по значению небалансы при крайних, реально возможных отклонениях регулятора в сторону увеличения ( $+PO_{maxраб}$ ) и в сторону уменьшения ( $-PO_{maxраб}$ ) напряжения регулируемой обмотки. Однако небалансы находятся для реле без торможения при расчетном внешнем КЗ. В случае защиты «Сириус-Т» небалансы следует стремиться снизить в пределах первого и второго участков тормозной

характеристики, на относительно небольших сквозных токах. В этих условиях понятие оптимального ответвления сводится к понятию середины реально используемого диапазона регулирования РПН.

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту на подстанции «Водозабор». Трансформатор 37,5/10,5/6,6 кВ мощностью 4 МВА, трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду.

Таблица 26 - Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 96,9$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 431,2$
Схема соединения ТТ	-	У	У
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	$k_I$	100/5	400/5
		ТОЛ - 35	ТОЛ - 6
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{96,6}{100/5} = 4,845$	$\frac{431,2}{400/5} = 5,19$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	4,9	5,2
Размах РПН, %	Размах РПН	9	

За реально возможный диапазон регулирования напряжения принят диапазон от 21,5 кВ до 51 кВ. в таком случае середина диапазона равна:

$$21,5 + (51 - 21,5) / 2 = 36,25 \text{ кВ}$$

Значение принимаем за  $U_{опт}$ . Дальнейший расчет сведем в таблицу 27.

Таблица 27 - Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{онт}}$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 36,25} = 100,34$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 431,2$
Коэффициент трансформации ТТ	$k_I$	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{100,3}{100/5} = 4,92$	$\frac{431,2}{400/5} = 5,19$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	4,9	5,2
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \times (51 - 21,5) / (2 \times 36,25) = 13$	

Группа ТТ ВН и группа ТТ НН и подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в паспорте на устройство «Сириус-Т».

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Выбору подлежит:  $I_{диф} / I_{ном}$  - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

- Отстройка от броска намагничивающего тока.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания, к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к

действующему значению номинального тока первой гармоники, равному  $5 \cdot \sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна  $2,5 I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}}$ . Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} = 4$ , что соответствует  $2,5 \cdot 4 = 10$ , по отношению амплитуды к действующему значению или  $10 / \sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает  $0,35$  от амплитуды броска. Если амплитуда равна  $7$  действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно  $7 \cdot 0,35 = 2,46$ . Следовательно, даже при минимальной уставке в  $4 \cdot I_{\text{ном}}$  отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

- Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Выбираем уставку по условию:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}}; \quad (80)$$

где  $K_{\text{нб}(1)}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$K_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, принимается равным  $1,2$ .

$I_{\text{кз.вн.макс}}$  - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Для рассмотренного выше трансформатора мощностью  $4 \text{ МВА}$  максимальный ток внешнего расчетного КЗ равен  $20 \text{ кА}$ . Относительное значение этого тока равно  $I_{\text{кз.вн.макс}} = 20000 / 80,4 = 12,8$ . Уставка отсечки равна:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} > 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12,8 = 10,7$$

(181)

Принимаем уставку 11.

### 9.3 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва (АВР) позволяет быстро восстанавливать подачу электричества посредством включения коммутирующего устройства, разделяющего питающие линии. Реальное время срабатывания составляет десятки секунд, но может достигать 0,3 сек. При этом необходимо учитывать мощность дополнительного источника питания, чтобы он справлялся с подключением системы потребителей. Если этого достичь не удастся, схема защиты организуется таким образом, что подключаются только наиболее важные нагрузки.

Типы и требования к АВР Переключатель АВР бывает 2 типов: односторонний – одна из линий питания является рабочей, а другая резервной; двухсторонний – любой ввод может быть рабочим или резервным. От АВР требуются высокое быстродействие и обязательное включение, независимо от того, по каким причинам исчезло напряжение. Автоматическое включение резерва происходит по сигналу от датчика, например, реле минимального напряжения. Контролируется питание на вводах и чередование фаз.

### 9.4 Автоматическое повторное включение

Основное предназначение АПВ в том, чтобы восстановить работу объекта электросистемы будь это потребитель, участок линии электропередачи, участок подстанции или электродвигатель. Обязательное условие существования АПВ — отсутствие запрета на осуществление включения во второй раз.

В результате проведения реконструкции системы электроснабжения производим установку устройств автоматического повторного включения на выключателях всех линий электропередач напряжением 10 кВ.

## 10 Затраты на реализацию проекта

При расчете затрат на реализацию проекта был использован материал из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ».

Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов, оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 1991г.

При определении фактических цен электросетевого строительства индекс перехода от базовых цен 1991 г. к ценам 2017 г. рекомендуется принимать равным 69,80. Коэффициент взят из письма «Министерства регионального развития Российской Федерации «Минрегион России»» от 28.02.2017 г.

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

### 10.1 Расчет капиталовложений проектируемой сети

Бакалаврская работа подразумевает строительство КРУЭ на напряжение 6 кВ и реконструкцию ОРУ 35кВ.

Цены на оборудование взяты из Укрупненных стоимостных показателей цены за 1991 год. На 2017 год пересчитаем цены с учетом инфляции.

Нормативный срок службы для электрооборудования составляет -20 лет.

Капиталовложения в сеть электроснабжения должны быть рассчитаны с учетом зонального коэффициента  $K_{зон}$ , для ТП  $K_{зон} = 1,3$ , для ВЛ  $K_{зон} = 1,4$ [17].

$$K_{\Sigma} = (K_{ВЛ} + K_{ТП}) \cdot K_{зон} \quad (182)$$

Капитальные затраты в сооружение ЛЭП.

Базовые показатели стоимости ВЛ 35, 6 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра.

Суммарные капиталовложения в строительство и реконструкцию линий вычисляются по следующей формуле:

$$K_{BL} = \sum k_{уд.i} \cdot L_i \quad (183)$$

где  $K_{уд}$  – удельные капиталовложения единицы длины линии электропередач;  
 $L$  – длина линии, (км).

Капитальные затраты в подстанции.

Капитальные затраты на строительные-монтажные работы, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений включены в капитальные затраты на реконструкцию РУ.

Суммарные капиталовложения в проект составят:

$$K_{\Sigma} = 17074,12 \cdot 1,3 + 7800,27 \cdot 1,4 = 33116,74 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 28 – Капиталовложения в проектирование и реконструкцию ПС

Наименование оборудования	U,кВ	Кол-во	Стоим. за ед.	Итого,	T <sub>сл</sub>	A <sub>г</sub> ,
			тыс. руб	тыс. руб.		тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7
Ячейки КРУЭ						
NXPLUS B	6					
Трансформаторная ячейка		4	969	3876	25	155,04
Секционная ячейка		3	1429	4287	25	57,16
Кабельная ячейка		18	1007	18126	25	886,16
Трансформаторы						
ТРДНЦ 32000/35/6-72У		2	3000	6000	20	300
ТСГЛ-630/6 У3		2	242	484	20	24,2
Выключатели						
ВБПС-35-25/630-УХЛ1	35	2	1000	2000	25	80
Разъединители						
РГПЗ-1-П-35/1000 УХЛ1	35	4	10	40	20	2
Привод разъединителя ПДС-02-УХЛ1	35	4	0,28	1,04	20	0,052

Трансформаторы тока и напряжения						
ТОЛ-35-V-4-600/5	35	6	18	108	20	5,4
НОМ-35-66У1	35	2	185	370	20	18,5
ОПН						

продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7
ОПН-П-1-35/40,5/10/2 УХЛ1	35	9	7,95	71,55	25	2,62
ОПН 35 ХКДТ-L	35	4	15,72	62,88	25	2,5152
Кабельная вставка из самонесущих кабелей марки ХКДТ-L 3x240+H50	35	18	0,57	10,26	25	0,4112
Прокладка КЛ и завод на ПС		1	3000	3000	20	150
ИТОГО				38436,73	18,5	1682,164

Капитальные затраты в сооружение ПС будут определяться по формуле:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{ЗАТ}} \cdot K_{\text{Р}} + S_{\text{ПС}} \cdot k_{\text{ОСВ.УД}}, \text{ тыс. руб.} \quad (184)$$

где  $K_{\text{ИНФ}} = 6,12$  - коэффициент инфляции по Амурской области;

$K_{\text{ЗАТ}} = (1+0,43)$  – затраты на благоустройство временных зданий и сооружений, на проектно-изыскательские работы, затраты на подготовку территории и т.д.;

$S_{\text{ПС}} = 3 \text{ тыс.м}^2$  - площадь подстанции;

$K_{\text{Р}} = 1,3$  – районный коэффициент, для Дальнего Востока;

$k_{\text{ОСВ.УД}} = 50 \text{ руб. } 1\text{м}^2$  – коэффициент освоения удельный (отвод земли).

$$K_{\text{ПС}} = 6.12 \cdot (38436,73 + 16527,79) \cdot 1,3 + 3000 \cdot 0,05 = 298845,64 \text{ тыс. руб.}$$

## 10.2 Расчет затрат на эксплуатацию электросетей

Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки состоят из амортизационных отчислений ( $I_{\text{ам}}$ ), отчислений на ремонт и обслуживание оборудования ( $I_{\text{э}}$ ) и возмещения затрат на технологический расход электроэнергии ( $I_{\Delta W}$ ):

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{э}} + I_{\Delta W} \quad (185)$$

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению, тыс. руб.:

$$I_{\text{экс}} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{\text{экс}} \quad (186)$$

где  $\alpha_{\text{экс},i}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети,

$$I_{\text{экс}} = 33116,74 \cdot 0,06 = 1953,89 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет амортизационных отчислений

Издержки на амортизацию электрооборудования, определяются по формуле, тыс. руб.:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{СЛ}}} \quad (187)$$

где  $T_{\text{СЛ}}$  – срок службы оборудования, лет;

$$I_{\text{АМ}} = \frac{33116,74}{20} = 1324,64 \text{ тыс. руб.}$$

Найдем  $I_{\Delta W}$  – стоимость суммарных потерь электроэнергии, тыс. руб.

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\text{сум}} \cdot C_{\text{уд}} \quad (188)$$

где  $\Delta W_{\text{сум}}$  – суммарные потери электроэнергии;

$C_{\text{уд}}$  – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,95 руб./кВт ч. [17]

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{сум}} = \Delta W_{\text{сумТП}} + \Delta W_{\text{сумлинии}} = 1250 + 3400 = 4650 \text{ кВт} \quad (189)$$

$$I_{\Delta W} = 4650 \cdot 1,95 = 9067 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = 1953,89 + 1324,64 + 9067 = 12345,53$$

### 10.3 Себестоимость электроэнергии

Планирование себестоимости передачи и распределения электроэнергии необходимо проводить в соответствии со схемой электроснабжения. Расчет себестоимости проводится по статьям калькуляции. Суммарные затраты включают в себя все эксплуатационные расходы, а также плату энергосистеме за потребленную электроэнергию.

Оплата за потребленную электроэнергию определяется, тыс.руб./год:

$$И_{\text{Э}} = T_{\text{Э}} \cdot W_{\text{год}} \quad (190)$$

где  $T_{\text{Э}}$  – тариф на транспорт электроэнергии принимаем 0,509 руб/кВт·ч, из «Приказа управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 25.12.2017 г. №289-пр/э»;

$W_{\text{год}}$  – количество потребленной электроэнергии в год, кВт·ч/год.

$$И_{\text{Э}} = 0,509 \cdot 15635 = 7958,22 \text{ тыс. руб.}$$

Величина прочих расходов для промышленного предприятия:

$$И_{\text{ПР}} = K \cdot 1\% = 331,16 \text{ тыс. руб.} \quad (191)$$

Расчет эксплуатационных расходов оформляем в виде сметы.

Таблица 29 – Смета эксплуатационных расходов

Расходы	Тыс. руб
Заработная плата рабочих ( ФЗП <sub>год</sub> )	2961,5
Отчисления на социальные нужды (СВ <sub>з</sub> )	1006,76
Амортизационные отчисления (И <sub>АМ</sub> )	1324,64
Оплата за потребленную электроэнергию (И <sub>Э</sub> )	7958,22
Прочие расходы (И <sub>ПР</sub> )	331,16
Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования (И <sub>экс</sub> )	1953,89
ИТОГО	15536,17

Себестоимость передачи электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{пол}}} \quad (192)$$

где  $I_{\Sigma}$  – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии, тыс. руб.;

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП_{\text{год}} + СВ_3 + I_{\text{Э}} + I_{\text{пр}} \quad (193)$$

$$I_{\Sigma} = 15536,17 \text{ тыс. руб.}$$

$W_{\text{ПОЛ}}$  – полезный расход электроэнергии, кВт·ч.

$$C = \frac{15536,17}{15635} = 0,64 \text{ руб/кВтч.}$$

#### 10.4 Стоимостная оценка результатов реконструкции подстанции

Основной задачей стоимостной оценки результатов реконструкции подстанции является оценка выручки от реализации проекта, которая в свою очередь зависит от объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле (тыс. руб.):

$$O_p = W_{\text{год}} \cdot \sum T_i \cdot D_i, \quad (194)$$

где  $T_i$  – тариф для потребителя электроэнергии, 2,41 руб/кВт·ч.;

$D_i$  – доля потребления электроэнергии за год, 0,81 о.е.

$$O_p = 15635 \cdot 2,41 \times 0,81 = 30521,08 \text{ кВт.}$$

#### 11 Безопасность и экологичность

В настоящее время на подстанциях предъявляются жесткие требования к безопасности и экологичности. Существует большая нормативная база, прописывающая последовательность действий рабочего персонала на энергетических предприятиях, нормирующая различные показатели условий труда, а также располагающая рядом методов и расчетов по определению различных параметров трудовой сферы. Все эти меры и действия направлены, прежде всего, на то, чтобы не допустить или снизить негативное влияния различных вредных и ядовитых веществ на организм человека, а также

предотвратить летальные исходы.

### 11.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

Электрокотельная является структурным подразделением ОАО «Зейская ГЭС». Руководством всех подразделений ставятся приоритетные задачи об обеспечении безопасных условий труда и культуре производства, при этом ведется жесткий контроль за их исполнением. Для претворения этих планов принимаются меры по техническому перевооружению предприятий, внедрению новых технологий на отдельных участках предприятий, разрабатываются новые нормативные документы, обеспечивающие условия охраны труда и безопасной эксплуатации оборудования, ведется постоянная учеба персонала, проводится проверка знаний нормативных документов и другие мероприятия.

Таблица 30 - Краткая характеристика и анализ опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные факторы	Источники, места и причины возникновения	Нормированные показатели и их значение	Коллектив. средства защиты	Индивид. средства защиты
1	2	3	4	5
1. Вращающиеся механизмы	насосы	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройства	Спецодежда, каска
2. Оборудование, под повышенным давлением	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэрактор	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройств	Спецодежда, противогаз
3. Высокая температура	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэрактор	Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования · ГОСТ 28679-90.	Теплоизоляция подогревателей	Спецодежда, противогаз
4. Электрический ток, 220КВ, 35КВ, 6КВ, 0,4КВ	Электрооборудование	ГОСТ 12.1.030-81(1999) ГОСТ 12.1.019-	Диэлектр. боты, коврики,	Диэлектр. боты,

		79(1999)	перчатки, ножницы	коврики, перчатки, ножницы
--	--	----------	----------------------	----------------------------------

продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5
5. Шум, механический и аэродинамический, постоянный, широкополосный	Вращающиеся механизмы	ГОСТ 31301-2005 (ИСО 15664:2001) Шум. Планирование мероприятий по управлению шумом установок и производств, работающих под открытым небом	Звукоизоляция трубопроводов	противошум. наушники
6. Вибрация	Вращающиеся механизмы	СанПин 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах"	Виброизоляция трубопроводов	виброзащит. рукавицы и виброзащит. обувь

В электростанции имеются трубопроводы, подогреватели, сосуды, работающие под давлением и при высоких температурах. Имеется большое количество вращающихся механизмов (насосы, вентиляторы). Все это ведет к повышению требований по обеспечению безопасной работы обслуживающего персонала. Одной из наиболее эффективных мер обеспечения безопасности работы является автоматизация и применение дистанционного управления производственными процессами. Большое значение имеет знание и выполнение правил ТБ обслуживающим персоналом. Поэтому при поступлении на работу все работники станции проходят обязательный инструктаж по ТБ со сдачей экзаменов. Не допускаются к работе с теплоиспользующим оборудованием лица, не имеющие соответствующего удостоверения о сдаче правил ТБ.

Все оборудование подконтрольное Ростехнадзору, в определенные сроки проверяются представителями Ростехнадзора. Все поверхности нагрева с температурой выше 30°C изолированы и окрашены в разные цвета, в зависимости от теплоносителя. Все работники станции обязаны носить каски.

## 11.2 Производственная санитария

Вследствие особенностей производства тепла выделяются неблагоприятные производственные факторы, рассмотренные выше. Для уменьшения или исключения действия этих факторов необходимо постоянно принимать меры по исключению их воздействия на человека.

Микроклиматические условия труда.

Источником выделения тепла является все технологическое оборудование, температура теплоносителя в котором достигает 130°C. Тепловому излучению и контакту с нагретыми поверхностями оборудования подвергается персонал, проводящий обслуживание и ремонт оборудования. Температура воздуха в теплое время в помещениях достигает 30-45°C.

Показателями, характеризующими микроклимат являются:

- температура окружающего воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

В помещениях длительного нахождения персонала, кроме машзала, и связанных с нервно-эмоциональной нагрузкой согласно СанПин 2.2.4.3359-16 "Отопление, вентиляция и кондиционирование" должны поддерживаться параметры: температура воздуха 22-24°C, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с. Для достижения этих параметров используются системы отопления, кондиционирования, вентиляции и увлажнения воздуха. В машинном зале нормальный температурный режим обеспечивает система вентиляции, а при длительном нахождении (проведение ремонтных работ) – воздушно душирующие установки.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.

В связи с тем, что для производства тепла используется только электрический ток, выделения вредных газов отсутствуют. Наличие пыли в воздухе обусловлено естественным пылеобразованием и попадание уличной пыли через систему вентиляции. Борьба с запылением ведется при помощи постоянной уборки помещений и установкой фильтров на установках приточной вентиляции и их периодической заменой и очисткой.

Вентиляция производственных помещений.

В связи с наличием постоянных источников мощного теплового излучения и повышенной температурой в помещениях ЭК вентиляция, кроме машинного зала осуществляется смешанной вентиляцией. Аэрация осуществляется благодаря разнице температуры на улице и в помещениях (тепловой напор), а механическая – при помощи системы кондиционирования воздуха поскольку аэрация не обеспечивает снижение температуры до нужных величин. В машзале используется механическая общеобменная вентиляция. Механическая вентиляция реализуется системой приточно-вытяжной вентиляции. На крыше машзала устроена система вытяжных вентиляторов, а по ЭК на отметке 1,05 м система приточных и вытяжных вентиляторов. В качестве дополнительной может использоваться аэрация, реализуемая открытия окон и ворот машзала.

Шум, вибрация.

Основным источником шума и вибрации являются вращающиеся механизмы (насосы, вентиляторы и электроприводы). Для борьбы с производственным шумом и вибрацией в предусматривается:

- агрегаты и механизмы устанавливаются на самостоятельные фундаменты, виброизолированные от котла и элементов здания;

- в местах наибольших вибраций размещается демпфирующий материал - резина, войлок;

- патрубки на нагнетании и всасе вентиляторов оборудованы глушителями шума;

- применение противозумных защитных средств.

Обслуживающий персонал управляет оборудованием с центрального пульта управления, который находится в отдельном помещении. Конструкция строительной части предусматривает пыле- и звукопроницаемость помещения. ЦПУ не должна граничить с помещениями, в которых уровень шума и вибрации больше нормированного значения. Уровень шума не больше 50 дБ(А) . Звукоизоляция ограждающих конструкций помещений с ПЭВМ должна отвечать требованиям. Снизить уровень шума в помещениях с ПЭВМ можно использованием звукопоглощающих материалов с максимальным коэффициентом звукопоглощения в области частот (63-8000) Гц для отделки помещений, подтвержденных специальными акустическими расчетами.

### **11.3 Техника безопасности**

Техника безопасности на предприятии должна соответствовать следующим нормативно-техническим документам системы безопасности труда: СТП –1504-01-08 «Порядок разработки инструкций по охране труда», СО 34.03.201-97 ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, [13] эксплуатации электроустановок, СО 34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, коллективный договор и др. Знание правил техники безопасности обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

### **11.4 Экологичность**

Настоящая часть проекта выполнена с целью определения возможных нарушений природной среды в результате проведения монтажных работ при реконструкции ОРУ-35кВ электростанции, последствий осуществления проекта, обоснования экологической безопасности предлагаемых технических решений и достаточности соответствующих природоохранных мероприятий.

Данный раздел имеет цель:

- выявить все источники вредного воздействия проектируемого объекта на окружающую среду при реконструкции;

- сформировать мероприятия, направленные на исключение или максимальное снижение отрицательного воздействия объекта на окружающую среду и дать оценку их экономической эффективности.

#### 11.4.1 Нормативно-правовая база

Раздел «Охрана окружающей природной среды» рабочего проекта по реконструкции ОРУ-35кВ электрокотельной п.Светлый выполнен в соответствии с основными законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими требования в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов. Перечень основных законодательных актов:

- Закон РФ "Об охране атмосферного воздуха" от 02.04.99г;
- Закон РФ "Об отходах производства и потребления" от 24.06.98г;
- Закон РФ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.99г;
- Закон РФ "Об охране окружающей среды" от 10.01.02г.

#### 11.4.2 Краткое описание методов производства монтажных работ.

Работы по реконструкции ведутся на территории ОРУ-35 кВ электрокотельной п. Светлый. Реконструкция проводится в летний период. Решения по организации реконструкции приведены в разделе проекта организации работ.

Реконструкция ведется в стеснённых условиях, вблизи работающего оборудование на высоте как до, так и более 2 х метров от уровня земли. Складирование оборудования и материалов предусматривается непосредственно на площадке под временным навесом, в заводской упаковке или во временных бытовках.

Исходя из условий осуществления строительства и принятых транспортных схем доставки оборудования и материалов реконструкция будет происходить следующими этапами:

- доставка оборудования и материалов к месту монтажа;
- монтаж временных строительных конструкций и освещения;

- демонтаж существующего оборудования;
- замена реконструируемого оборудования;
- антикоррозийная обработка и окраска металлических конструкции;
- демонтаж временных строительных конструкций;
- уборка монтажной площадки, вывоз мусора.

#### 11.4.3 Расчет шумовой нагрузки трансформатора

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

На ПС Электрокотельная установлено два трансформатора типа ТРДН 32000/35, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 32 МВА. Класс напряжения - 35 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

По [2] определяем допустимый уровень звука:  $DV_{LA} = 45 \text{ дБА}$ . Данное значение взято для времени суток ( $23^{00} - 7^{00}$ ), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По [2] в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора:  $L_{PA} = 90 \text{ дБА}$ .

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 90} = 93 \text{ дБА} ; \quad (195)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DY_{LA} + 10 \cdot \lg\left(\frac{S}{S_0}\right), \quad (196)$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ .

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (197)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DY_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (198)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{93-45}{10}}}{6,28}} = 101 \text{ м.}$$

Приблизительная карта расположения электрокотельной изображена на рисунке 11:

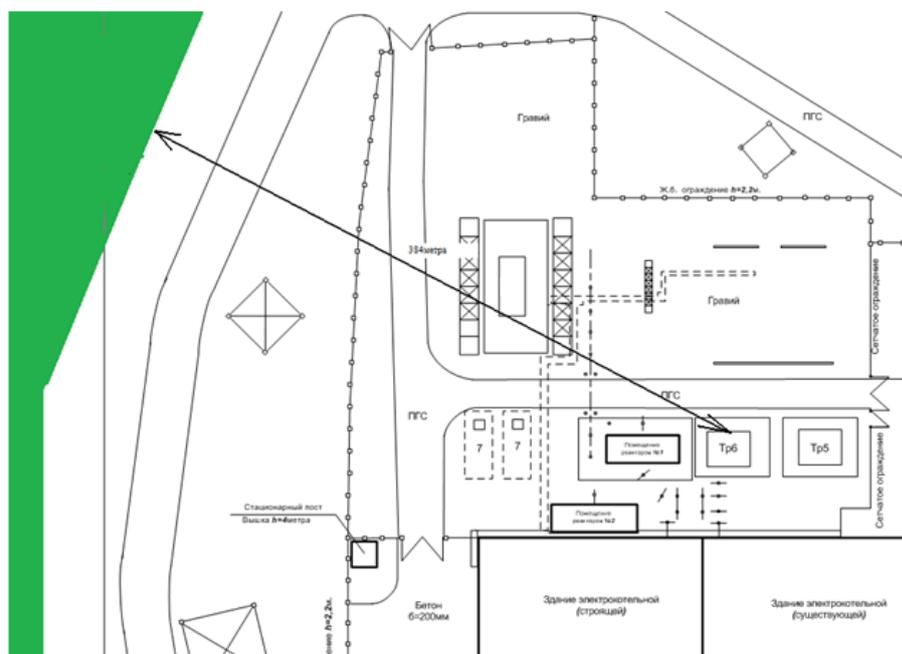


Рисунок 11 - Топографическая карта расположения электрокотельной

Минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки составляет 101 м, а ПС находится на расстоянии 400 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

## **11.5 Чрезвычайные ситуации**

### **11.5.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Электрокотельная**

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации,

которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

### **11.6 Обеспечение пожарной безопасности на подстанции**

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно Правилам Пожарной Безопасности для энергетических предприятий [11] пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропях обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций” [13].

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоемисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

В соответствии с [11], для пожаротушения трансформаторов 4 МВ·А, тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РС-50 ( $d_{\text{сн}} = 13$  мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком).

На рисунке 12 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

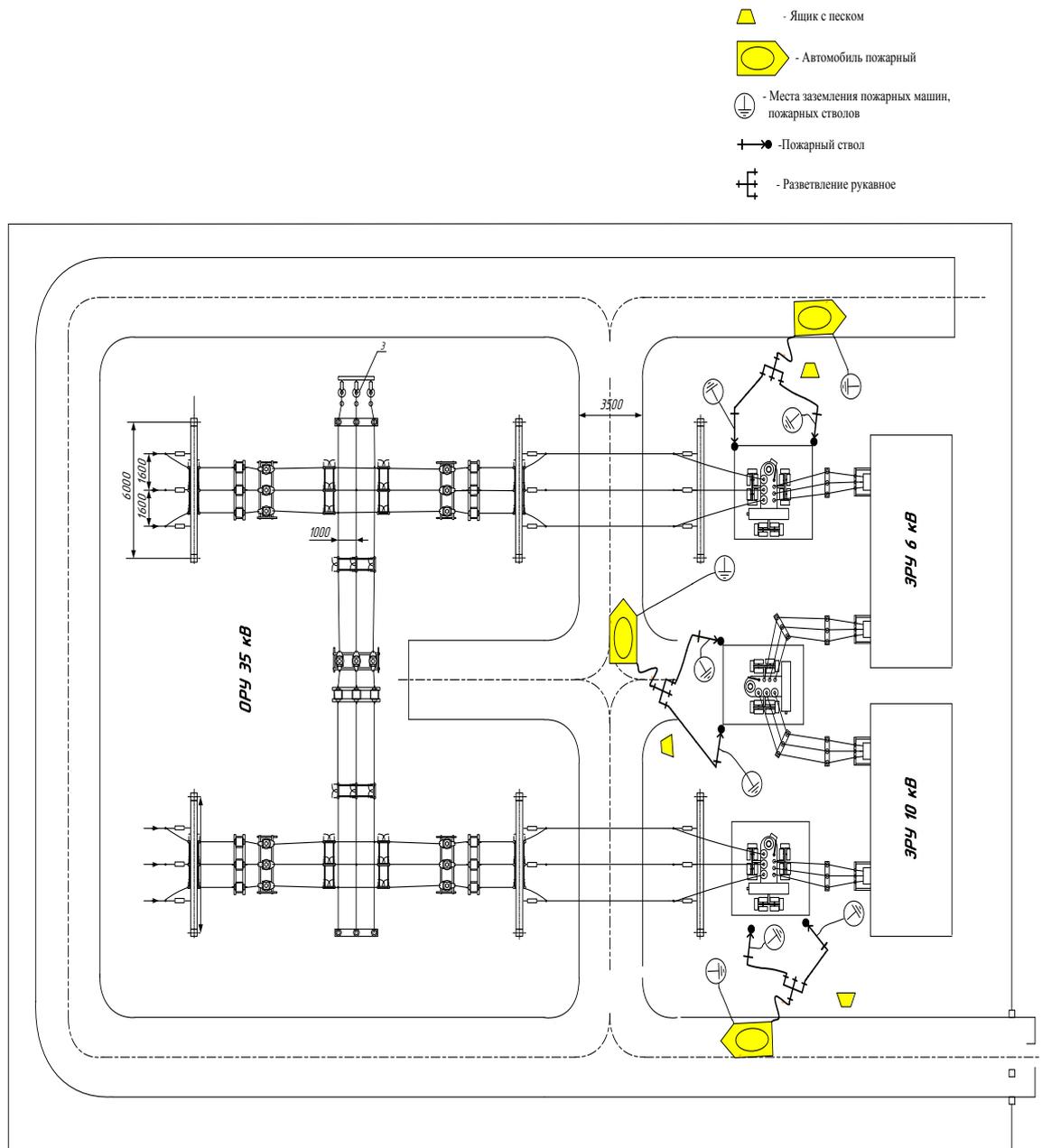


Рисунок 12 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 1 [11].

Таблица 31 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Кроме этого, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру,

установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе была выполнена реконструкция системы электроснабжения Электрокотельной в городе Зея.

В данной работе был выполнен расчёт нагрузок, осветительных нагрузок, для приема, преобразования и распределения электроэнергии предусмотрены трансформаторы напряжением 6/0,4кВ, проводится расчёт элементов системы электроснабжения. А именно, выбирается и проверяется коммутационно-защитная аппаратура, сечения и марки проводов линий электропередач. Т.е. связь с энергосистемой будет осуществляться по ВЛ 35 и 220 кВ, а распределительные сети внутри котельной выполняются напряжением 6 кВ и 0,4 кВ..

Использовано новое, более совершенное электрооборудование на подстанции Электрокотельная, которое по своим характеристикам значительно превосходит ранее созданные аппараты, значительно повышает надежность и качество электроустановок, обеспечивает удобство эксплуатации, длительный межремонтный период – 15-20 лет и т.д. Для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений установлены нелинейные ограничители перенапряжения типа ОПН-П1-/35/40,5/10/ЗУХЛ1. Для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации установлены антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ.-10-У2. Устойчивы к феррорезонансу и воздействию перемещающейся дуги в случае замыкания одной из фаз сети на землю.

Заземляющее устройство ПС рассчитано по сопротивлению растеканию тока и обеспечивает в любое время года сопротивление не превышающие 0,5 Ом. Контур выполняется стальной сеткой из круглой стали.

В данной работе также рассмотрена экономика, где рассматриваются вопросы капиталовложения и издержек в сеть. Все элементы системы электроснабжения и электрической сети соответствуют требованиям электробезопасности.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов.– М.: Выш. шк., 2004.–186с.
2. Воропай Н.И. «Надёжность систем электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с.
3. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
4. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
5. Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.
6. Наумов И.В. « Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
7. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
8. Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
9. Савина Н.В. «Теория надежности в электроэнергетике » [Текст]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с.
10. Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий » [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.

11. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
12. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
13. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
14. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
15. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.
16. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий
17. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.
18. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.
19. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.