

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие системы электроснабжения села Новоалександровка  
Амурской области

Исполнитель  
студент группы 942-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Я.В. Медведев

Руководитель  
профессор,  
канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Медведев Ярослав Владимирович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие системы электроснабжения села Новоалександровка Амурской области

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема электрических соединений Тамбовского РЭС ПС 110кВ Дим; Поопорная схема ВЛ 10кВ ПС Дим 110/35/10.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района; Характеристика существующей схемы электроснабжения; Расчет нагрузок ТП и определение коэффициентов загрузки; Выбор числа и мощности трансформаторов ТП; Расчет мощности нагрузки на стороне ВН ТП; Определение суммарной нагрузки района; Выбор сечений ВЛ 10 кВ; Расчет токов короткого замыкания; Выбор оборудования РУ 110/35/10 кВ; Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения; Защита от прямых ударов молнии подстанции Дим; Расчет сети заземления; Защита трансформаторов ПС Дим; Автоматика применяемая на подстанции Дим; Блок микропроцессорной релейной защиты; Технико - экономическое обоснование варианта реконструкции подстанции Дим; Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): План расположения ТП 10 кВ села Новоалександровка; Подробная существующая однолинейная схема электроснабжения села Новоалександровка; Подробная однолинейная схема ПС Дим 110/35/10 после реконструкции; План расположения оборудования ПС Дим 110/35/10 после реконструкции; Расчет токов короткого замыкания на ПС Дим 110/35/10 после реконструкции; Защиты силового трансформатора ПС Дим 110/35/10 кВ после реконструкции.

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

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан энергетического факультета, доктор.техн.наук, профессор

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

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 стр., 10 рисунков, 35 таблиц, 111 формул, 30 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭНЕРГИИ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕГАЗОВЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО.

Цель работы заключается в разработке экономически целесообразного варианта реконструкции и модернизации указанных объектов электроэнергетики, с учетом требований нормативно технической документации.

Актуальность работы заключается в том что состояние электрических сетей напряжением 10 кВ села Новоалександровка а так же оборудования расположенного на источнике питания данного РЭС является неудовлетворительным по аспектам надёжности и экономичности. Требуется замена отслужившего свой срок оборудования линий электропередач 10 кВ, комплектных трансформаторных подстанций, силового, защитного и измерительного оборудования на ИП на более современное которое обеспечит надежность и качество поставляемой энергии потребителем.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель

АВР –автоматика ввода резерва

ВВ – вакуумный выключатель

ВЛЭП –воздушная линия электропередачи

ИП – источник питания

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

МЗ –микропроцессорная защита электрооборудования

ПС – подстанция

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

ТН – трансформатор напряжения

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТТ – трансформатор тока

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности

ЭВ – элегазовый выключатель

ЭП – электроприемник

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Краткая характеристика села Новоалександровка	9
2 Характеристика существующей схемы электроснабжения	11
2.1 Краткая характеристика источника питания	11
2.2 Характеристика системы электроснабжения 10 кВ	14
2.3 Характеристика потребителей	18
3 Расчет нагрузок ТП и определение коэффициентов загрузки	21
3.1 Расчет электрических нагрузок потребителей	21
3.2 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	27
4 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	30
5 Расчет потерь мощности в трансформаторах ТП	33
6 Расчет мощности нагрузки на стороне ВН ТП	35
7 Определение суммарной нагрузки района	37
8 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	38
9 Расчет токов короткого замыкания	40
10 Выбор оборудования РУ 110/35/10 кВ	48
10.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ	48
10.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	50
10.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	50
10.4 Выбор разъединителей	51
10.5 Выбор трансформаторов тока	52
10.6 Выбор трансформаторов напряжения	56
10.7 Выбор гибкой ошиновки 110 кВ	58
10.8 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ	59
10.9 Выбор шин 10 кВ	59

10.10 Выбор ОПН	61
11 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	63
11.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	65
11.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	66
12 Защита от прямых ударов молнии подстанции Дим	69
13 Расчет сети заземления	70
14 Защита трансформаторов ПС Дим	73
14.1 Дифференциальная защита	73
14.2 Защита от перегрузки	75
14.3 Максимальная токовая защита	75
14.4 Газовая защита	76
15 Автоматика применяемая на подстанции Дим	77
15.1 АВР	77
15.2 АЧР	79
16 Блок микропроцессорной релейной защиты	81
17 Технико - экономическое обоснование варианта реконструкции подстанции Дим	86
18 Безопасность и экологичность	88
Заключение	101
Библиографический список	102
Приложение А. Расчет нагрузок ТП	106
Приложение Б. Расчет коэффициентов загрузки ТП	107
Приложение В. Выбор трансформаторов	108

## ВВЕДЕНИЕ

В любой системе электроснабжения со временем встает вопрос реконструкции и модернизации оборудования, это связано с появлением новых технологий и материалов при производстве электротехнического оборудования, которые позволяют снизить издержки при передаче и распределении электрической энергии, повысить качество и надежность предоставляемых услуг, так же эксплуатируемое оборудование расходует свой ресурс и со временем так или иначе требуется его замена. Такой вопрос в настоящее время остро стоит и на рассматриваемом объекте - ПС 110/35/10 кВ Дим, а так же в системе электроснабжения 10 кВ села Новоалександровка, которая получает от него питание. Требуется реконструкция и модернизация оборудования израсходовавшего свой технический ресурс как на самом источнике питания так и в системе электроснабжения, замена его на современные аналоги, которые позволят снизить экономические потери при передаче и распределении электрической энергии потребителям.

Актуальность работы заключается в том что состояние электрических сетей напряжением 10 кВ села Новоалександровка а так же оборудования расположенного на источнике питания данного РЭС является неудовлетворительным по аспектам надёжности и экономичности. Требуется замена отслужившего свой срок оборудования линий электропередач 10 кВ, комплектных трансформаторных подстанций, силового, защитного и измерительного оборудования на ИП на более современное которое обеспечит надежность и качество поставляемой энергии потребителем. Если не решать данный вопрос, то со временем оборудование начнет выходить из строя приводя к недоотпуску электрической энергии с соответствующими штрафными санкциями, аварийным ситуациям и даже несчастным случаям с обслуживающим электрические сети персоналом.

Основные задачи решаемые в данной работе следующие: расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ТП, выбор на его основе трансформаторов ТП, определение расчетных нагрузок 10 кВ в узлах установки ТП, выбор и проверка современных проводников ВЛ. Так же при реконструкции и модернизации источника питания проведен расчет фактических коэффициентов загрузки силовых трансформаторов ПС 110/35/10 кВ Дим и проверка их на соответствие нормативным значениям, расчет токов короткого замыкания с последующим выбором основного оборудования на данной ПС. Дополнительно в данной работе проведен расчет суммарных капиталовложений в реконструкцию и модернизацию системы электроснабжения и источника питания, приведены основные требования техники безопасности при работах и обслуживании электроустановок.

Практическая значимость работы заключается в получении актуального проекта реконструкции и модернизации рассматриваемых объектов электроэнергетики с указанием технических данных необходимого оборудования и стоимости реализации.

При решении задач использованы программы: Операционная система MS Windows 10 Education, Mathcad Education – University Edition, LibreOffice, Chrome.



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

### 1.1 Климатическая характеристика

На надежность работы и стоимость электротехнического оборудования в значительной степени влияют климатические условия в районе реконструкции. Различные климатические параметры местности играют важное значение при выборе оборудования. Например при выборе оборудования открытых распределительных устройств необходимо применять такие аппараты, которые бы соответствовали своим климатическим исполнением, тем условиям в которых им предстоит работать, иначе могут происходить отказы или различные другие нештатные ситуации вплоть до чрезвычайных. Поэтому в данном разделе приводим основные необходимые согласно [20] для дальнейших расчетов климатические условия которые представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические условия

Параметр	Значение
район по гололеду (толщина стенки гололеда)	3 (20мм)
район по ветру (напор ветра)	3 (650Па)
наименьшая температура	- 45 <sup>0</sup> С
среднегодовая температура	+1,6 <sup>0</sup> С
наивысшая температура	+ 40 <sup>0</sup> С
температура образования гололеда	- 10 <sup>0</sup> С
глубина промерзания	3м

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

### 1.2 Краткая характеристика села Новоалександровка

Село Новоалександровка находится в 20 км к востоку от районного центра села Тамбовка, расположена на 65 км автомобильной дороги областного значения Благовещенск — Гомелевка.

От села Новоалександровка на север идёт дорога к селу Лиманное, на юг — к селу Верхняя Полтавка Константиновского района.

Общая численность населения села Новоалександровка по состоянию на 2021 год составляет 1345 человек, в настоящее время численность населения стабилизировалась в сторону роста.

В селе Новоалександровка основным способом занятости населения является сельское хозяйство, этому способствуют значительные сельскохозяйственные угодья расположенные в окрестностях села.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1 Краткая характеристика источника питания

ПС Дим расположена в поселке Новоалександровка (северо - западная часть), и питает полностью всех потребителей данного села, так же от данной подстанции получают питание и близлежащие села как: Верхняя Полтавка и Полтавка. Подробная однолинейная схема ПС Дим представлена на рисунке 1.

ПС Дим получает питание по одной воздушной линии электропередачи: с стороны от распределительного устройства 110 кВ ПС Тамбовка, протяжённость линий электропередачи составляет 20,6 км, выполнена ВЛ проводом марки АС 120/19,.

На ПС Дим имеется три уровня напряжений и соответственно три распределительных устройства рассмотрим их подробно:

**РУ 110 кВ:** Выполнено по схеме «сдвоенный блок с отделителями и неавтоматической переключкой со стороны линий». Данная схема в основном применяется для тупиковых и ответвительных ПС. Роль защитных аппаратов в данном РУ выполняют отделители с короткозамкательями, следует отметить что данное оборудование в настоящее время не применяется на вновь вводимых ПС и заменяется на всех реконструируемых на более современные выключатели. Недостатком отделителей является их низкая скорость работы и недостаточная надёжность по современным меркам в электроэнергетике. Разъединители которые применяются на данном РУ типа РНДЗ-110, трансформаторы тока ТФЗМ-110, трансформаторы напряжения НТМИ-110, следует отметить значительный износ данного оборудования что влияет на надёжность всего источника питания. В данной работе планируется выполнить необходимые расчёты и выбрать современное оборудование для данного РУ включая

# установку современных выключателей

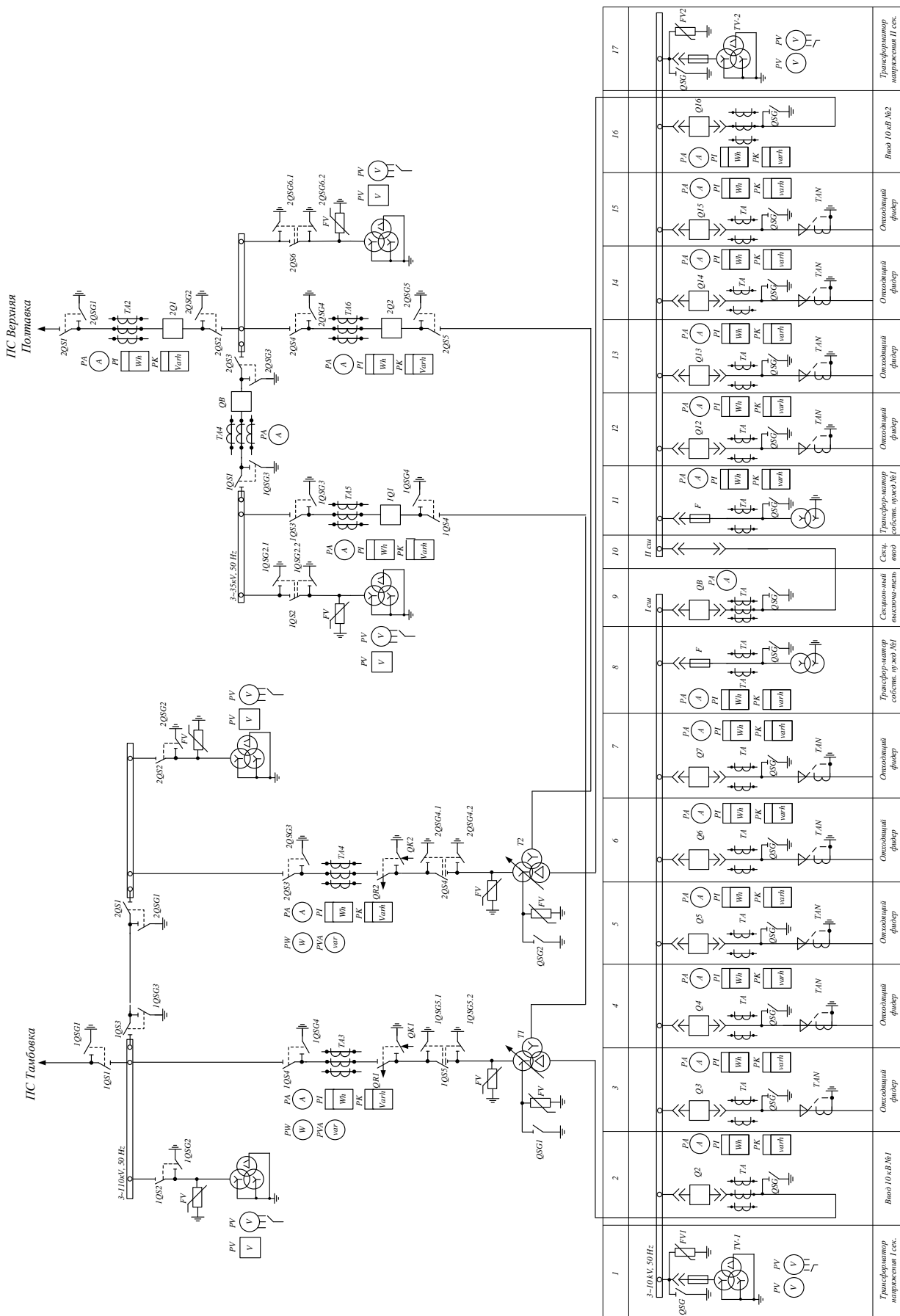


Рисунок 1 - Подробная однолинейная схема ПС Дим 110/35/10 кВ

**РУ 35 кВ:** Выполнено по схеме «одна секционированная система шин». Данная схема применяется в основном для транзитных подстанций а так же на стороне среднего напряжения как в данном случае. Роль защитных аппаратов в данном РУ выполняют устаревшие маслonaполненные выключатели типа С-35. Разъединители которые применяются на данном РУ типа РНДЗ-35, трансформаторы тока встроенные в выключатели типа - ТВ, трансформаторы напряжения НТМИ-35, так же как и для РУВН следует отметить значительный износ данного оборудования что так же влияет на надёжность всего источника питания. В данной работе планируется выполнить необходимые расчёты и выбрать современное оборудование для данного РУ.

**РУ 10 кВ:** Выполнено по схеме «две секции шин с секционным выключателем». Данная схема применяется на стороне низкого напряжения практически на всех ПС рассматриваемого района электрических сетей. Роль защитных аппаратов в данном РУ выполняют устаревшие маслonaполненные выключатели типа ВМП-10, так же как и для РУВН следует отметить значительный износ всего оборудования. В данной работе планируется выполнить необходимые расчёты и выбрать современное оборудование для данного РУ с заменой комплектного распределительного устройства на более современное и наличием вакуумных выключателей которые имеют значительное количество преимуществ по сравнению с масляными: включая высокую коммутационную способности и скорость отключения токов нагрузки и КЗ .

Рассмотрим подробно силовые трехобмоточные трансформаторы на ПС Дим: тип ТДТН 10000/110/35/10 имеют систему принудительного воздушного охлаждения типа Д, а так же снабжены устройством регулирования напряжения типа РПН (регулировка напряжения при необходимости выполняется под нагрузкой), номинальная мощность данного оборудования составляет 10000 кВА номинальное напряжение стороны ВН 110 кВ, стороны НН 35 кВ, стороны НН 10 кВ

Основные технические характеристики данного оборудования представлены в таблице 2

Таблица 2 – Характеристики трансформаторов типа ТДТН 10000/110/35/10

Параметр	Значение
Номинальная мощность	10000 кВА
Номинальное напряжение обмотки ВН	110 кВ
Номинальное напряжение обмотки СН	35 кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	10 кВ
Ток холостого хода	1,0 %
Напряжение короткого замыкания ВН-СН	10,5 %
Напряжение короткого замыкания ВН-НН	17,5 %
Напряжение короткого замыкания СН-НН	6,5 %
Потери холостого хода	17,0 кВт
Потери короткого замыкания	76,0 кВт
Масса масла	15,0 т
Габариты	6,4×3,7×5,5 м

Все указанные в таблице 2 данные будут использованы при дальнейших расчетах

## 2.2 Характеристика системы электроснабжения 10 кВ

Рассмотрим подробно схему электроснабжения напряжением 10 кВ села Новоалександровка, план расположения всех ТП представлен на рисунке 2, однолинейная схема на рисунке 2.

В данном районе электрических сетей имеется значительное количество трансформаторных подстанции имеющих только один трансформатор и одна двухтрансформаторная ТП. Тип используемых трансформаторов ТМ это маслонаполненные силовые трехфазные трансформаторы с расширительным баком и устройством охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла.

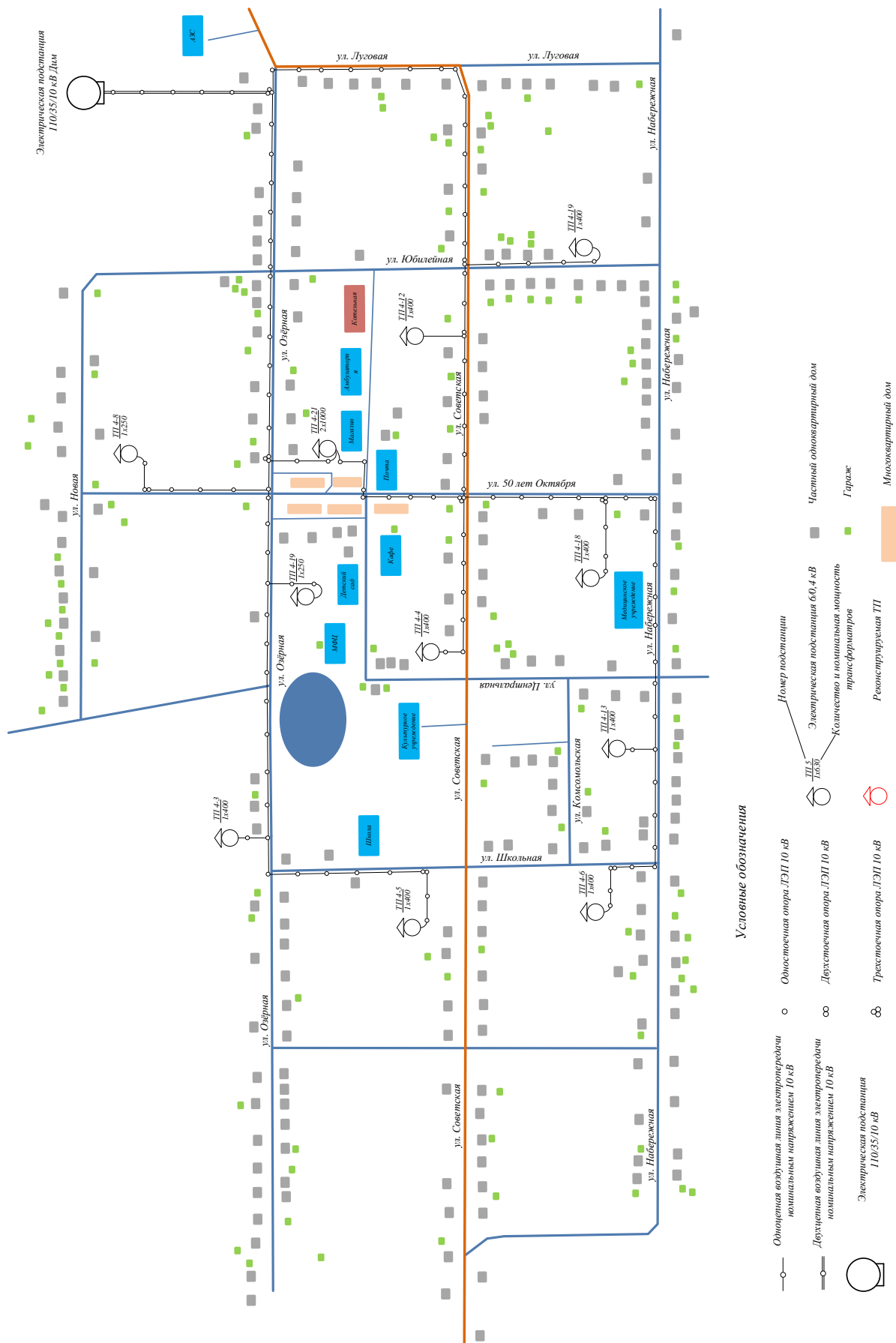
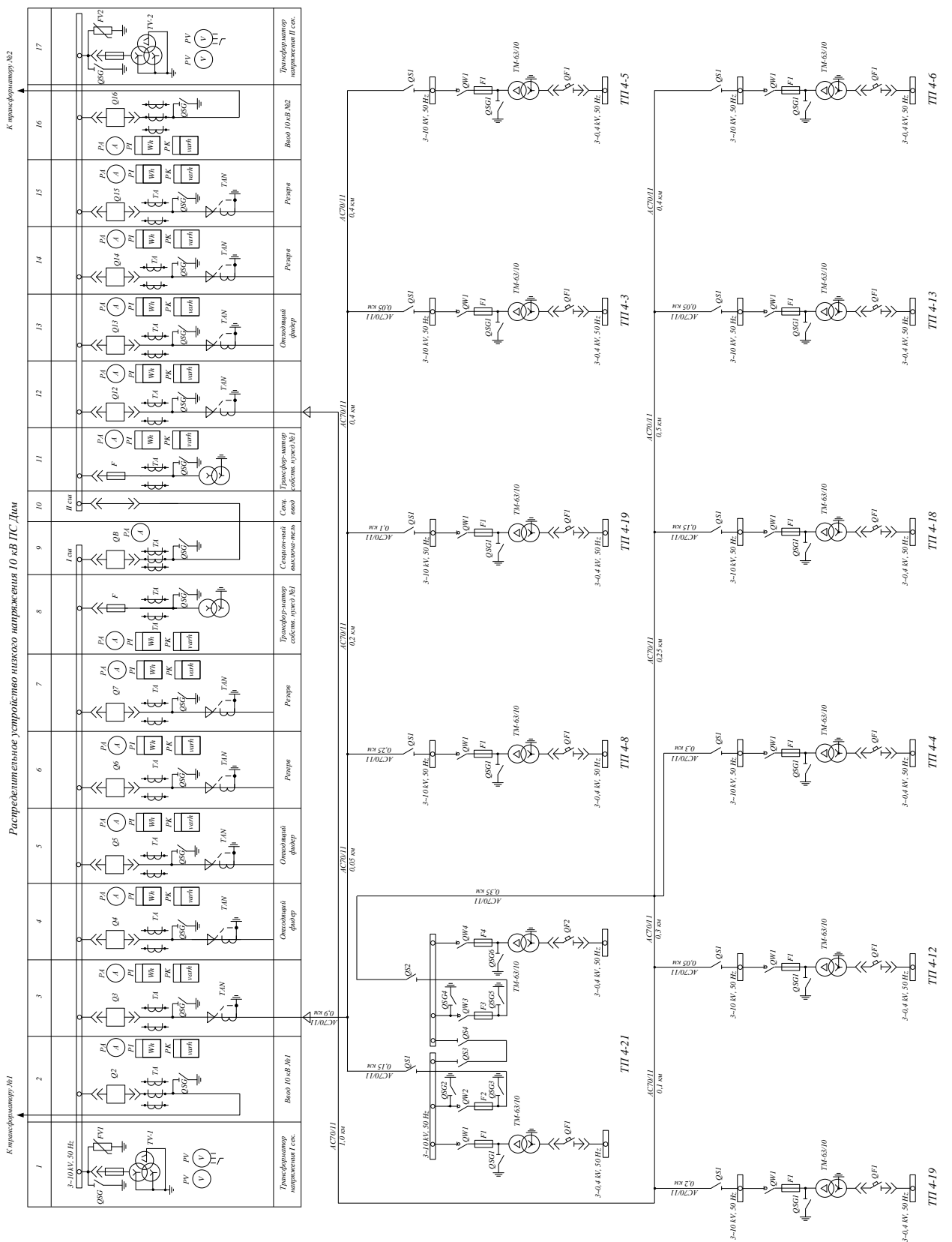


Рисунок 2 - План села Новоалександровка и поопорная схема расположения ТП





Регулировка напряжения на данном типе трансформатора осуществляется по средствам переключения обмоток без возбуждения (ПБВ), номинальное напряжение трансформаторов 10/0,4 кВ, номинальная мощность в зависимости от ТП варьируется от 160 до 1000 кВА. Общее количество ТП подключенных к шинам низкого напряжения ПС Новоалександровка и питающих потребителей села составляет 11 шт.

Для питания села Новоалександровка в настоящее время используется два фидера Рассмотрим подробно каждый фидер:

Фидер № 5: выполнен по радиальной схеме, при этом резервирование с соседним фидером может осуществляться путем включения секционирующих разъединителей 10 кВ на ТП 4-21, общее количество подключенных ТП составляет 5 шт., номинальная мощность трансформаторов 160-1000 кВА, все ТП получают питание от воздушной линии электропередачи выполненной проводом марки АС 70/11 (сталеалюминевый провод без покрытия изоляцией с сечением алюминиевой части 70 мм<sup>2</sup> и несущей стальной 11 мм<sup>2</sup>), протяженность участков варьируется от 0,05 км до 0,9 км.

Основной недостаток данного фидера это устаревшее оборудование как линейное так и подстанционное: используемые деревянные опоры линий электропередачи имеют значительное загнивание и нарушение геометрии что может привести к падению и возникновению аварийной ситуации. В настоящее время на смену проводу АС приходит изолированный провод типа СИП который имеет значительное количество преимуществ перед устаревшим к ним можно отнести невысокую относительную стоимость, низкую вероятность возникновения КЗ в результате схлестывания, простота монтажа поэтому в данной работе предполагается установка данного типа проводника. Трансформаторы ТМ и коммутационное оборудование ТП так же требуют замены на более современные.

Фидер № 21: выполнен так же по радиальной схеме, резервирование с соседним фидером №5 может осуществляться путем включения секционирующих разъединителей 10 кВ на ТП 4-21, общее количество подключенных ТП составляет 7 шт., номинальная мощность трансформаторов 160 - 1000 кВА, все ТП получают

питание от воздушной линии электропередачи выполненной проводом марки АС 70/11 , протяженность участков варьируется от 0,05 км до 1,0 км.

Все указанные недостатки фидера № 5 применимы и к фидеру № 21.

### **2.3 Характеристика потребителей**

В данном разделе приводим основные характеристики потребителей которые понадобятся при дальнейших расчётах, в данном районе электрических сетей имеются как потребители относящиеся к городской нагрузке так и промышленные.

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков все электроприемники делятся [7]:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;
- 4) по степени надежности.

По режимам работы различают электроприемники:

1) с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой. Характеризуются тем, что длительно работают без превышения длительно допустимой температуры. с кратковременной нагрузкой. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части остывают до температуры окружающей среды.

2) с повторно-кратковременной нагрузкой. Длительность цикла включение–отключение не превышает 10 минут. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части не остывают до температуры окружающей среды

3) нагревательные аппараты, работающие в продолжительном режиме с практически постоянной нагрузкой, электрическое отопление помещений.

4) электрическое освещение. Электроприемники характеризуются резким изменением нагрузки.

По мощности и напряжению различают электроприемники:

- 1) большой мощности (80 – 100 кВт и больше) напряжением 6 – 10 кВ.
- 2) малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 380 – 660 В

По роду тока различают электроприемники:

- 1) переменного тока промышленной частоты.
- 2) переменного тока повышенной или пониженной частоты: в

частности питатели сырого угля по технологии производства имеют частотно регулируемый привод и могут менять скорость вращения в зависимости от нагрузки.

- 3) постоянного тока

Степень надежности электроприемников устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. Различают электроприемники [7]:

I категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с опасностью для жизни людей, значительным ущербом экономики государства, повреждением оборудования, массовым браком продукции. Питание потребителей I категории надежности должно осуществляться от двух независимых источников питания. Независимыми считаются источники потеря напряжения на одном из которых по любой причине не приводит к потере напряжения на другом. Две системы шин считаются независимыми источниками питания. Среди потребителей I категории надежности выделяют особую группу электроприемников. К ней относят электроприемники, для которых бесперебойное электроснабжение необходимо для безаварийного останова производства, связанного с возможностью возникновения пожаров, взрывов, гибелью людей. Для них необходимо предусмотреть три независимых источника питания. Перерыв в электроснабжении потребителей I категории надежности допускается на время автоматического переключения на резервное питание.

II категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с массовым недотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов, промышленного транспорта. К потребителям II категории надежности относятся группы потребителей с общей нагрузкой от 300 до 1000 кВА. Рекомендуется

питание от двух независимых источников питания. Допускается питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва по вторичной стороне. Допускается перерыв в электроснабжении на время переключений по вводу резервного питания дежурным персоналом. Длительность ремонта не должна превышать одни сутки.

III категории. К данной категории относятся все остальные не указанные в первых двух категориях электроприемники.

Основными потребителями в рассматриваемом районе являются жилые постройки в частности коттеджи, как одноэтажные так и в несколько уровней, так же имеются в центре поселка и многоэтажные жилые дома (до 5 этажей), так же имеется в общей массе потребителей значительное количество гаражей, различные административные здания, мелкие частные предприятия, торговые площади. Следует отметить и общественные потребители это администрация детский сад и школа, из промышленных потребителей в данном районе электрических сетей имеются следующие: котельная и автозаправочная станция.

По характеру нагрузки все потребители относятся к электроприемникам малой и средней мощности получающих питание на напряжении 0,4 кВ промышленной частоты 50 Гц.

По категории надежности электроснабжения все одно трансформаторные ТП питают потребителей в основном третьей категории, электрооборудование котельной является потребителем первой категории, вторая категория потребителей представлена школой и детским садом.

### 3 РАСЧЕТ НАГРУЗОК ТП И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ

#### 3.1 Расчет электрических нагрузок потребителей

Расчет нагрузок проводим для дальнейшей проверки силовых трансформаторов ТП и выбора их при необходимости. Данные о нагрузке 0,4 кВ являются основными для расчетов и выбора оборудования как в системе электроснабжения но так и на источнике питания ПС Новоалександровка, основные данные о ней представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ

Наименование ТП	Потребитель	Количество потребителей (ед.)	Количество квартир (ед.)/ площадь помещений (м <sup>2</sup> )	Удельная мощность нагрузки (кВт/ед.)	Коэффициент мощности (tgφ)
1	2	3	4	5	6
4-3	Частный жилой дом	31	-	4,7	0,2
	Гараж	11	-	0,2	0,4
	Освещение улицы	1,2 км	-	2,0	0,4
4-4	Частный жилой дом	7	-	8,6	0,2
	Гараж	5	-	0,2	0,4
	Школа	1	200 мест	0,25	0,38
	Дом культуры	1	400 м <sup>2</sup>	0,043	0,48
	Кафе	1	100 м <sup>2</sup>	1,04	0,2
	2-х этажный 2-х подъездный жилой дом	1	16 кв	5,3	0,2
	Освещение улицы	0,6 км	-	2,0	0,4
4-5	Частный жилой дом	23	-	5,5	0,2
	Гараж	8	-	0,2	0,4
	Освещение улицы	0,3 км	-	2,0	0,4
4-6	Частный жилой дом	19	-	5,5	0,2
	Гараж	13	-	0,2	0,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
4-8	Частный жилой дом	38	-	4,7	0,2
	Гараж	26	-	0,2	0,4
4-12	Частный жилой дом	20	-	5,5	0,2
	Почта	1	150 м <sup>2</sup>	0,054	0,57
	Гараж	10	-	0,2	0,4
	Освещение улицы	0,5 км	-	2,0	0,4
4-13	Частный жилой дом	24	-	4,7	0,2
	Гараж	8	-	0,2	0,4
	Освещение улицы	0,4 км	-	2,0	0,4
4-18	Частный жилой дом	16	-	5,8	0,2
	Гараж	9	-	0,2	0,4
4-19	МФЦ	1	300м <sup>2</sup>	0,054	0,57
	Детский сад	1	200 мест	0,46	0,25
	Амбулатория	1	300м <sup>2</sup>	0,054	0,57
	Магазин	1	300 м <sup>2</sup>	0,25	0,75
	2-х этажный 2-х подъездный жилой дом	4	16 кв	2,8	0,2
	Частный жилой дом	10	-	7,2	0,2
	Гараж	4	-	0,2	0,4
	Освещение улицы	1,0 км	-	2,0	0,4
4-21	Котельная	-	-	-	-
4-23	Частный жилой дом	40	-	3,9	0,2
	Гараж	22	-	0,2	0,4

В рассматриваемом районе электрических сетей городская нагрузка является смешанной и следовательно ее необходимо считать по определенной формуле которая учитывает долю каждого отдельного потребителя в максимуме нагрузки, данная формула выглядит следующим образом [1]:

$$P_{P0,4} = P_{max} + \sum P_{зoi} \cdot k_{yi} + P_{осв} \quad (1)$$

где  $P_{max}$  – активная мощность потребителя с наибольшей нагрузкой;

$P_{зdi}$  – активная мощность остальных потребителей;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки остальных потребителей.

$P_{осв}$  – активная мощность нагрузки освещения;

Активация мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов) [1]:

$$P_{мкд} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

$$P_{чд} = P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \quad (3)$$

где  $P_{кв.уд}$ ,  $P_{чд.уд}$  – активная расчетная мощность нагрузки одной квартиры, одного частного дома

$n_{кв}$ ,  $n_{чд}$  – количество квартир, частных домов.

Реактивация мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов):

$$Q_{мкд} = P_{кв.уд} \cdot tg\varphi_{кв} \quad (4)$$

$$Q_{чд} = P_{чд.уд} \cdot tg\varphi_{чд} \quad (5)$$

где  $tg\varphi_{кв}$ ,  $tg\varphi_{чд}$  – коэффициент мощности квартир и частных домов.

Для торговых помещений активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{торг} = P_{торг.уд} \cdot M \quad (6)$$

где  $P_{торг.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

$M$  – площадь помещения ( $m^2$ ).

$$Q_{торг} = P_{торг} \cdot tg\varphi_{торг} \quad (7)$$

где  $tg\varphi_{торг}$  – коэффициент мощности для торговых помещений.

Для детского сада активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{Pдет} = P_{дет.уд} \cdot N \quad (8)$$

где  $P_{дет.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в детском саду (кВт/место);

$N$  – количество мест.

$$Q_{Pдет} = P_{дет} \cdot tg\phi_{дет} \quad (9)$$

где  $tg\phi_{дет}$  – коэффициент мощности для детского сада.

Для школы активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{Pшк} = P_{шк.уд} \cdot N \quad (10)$$

где  $P_{шк.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в школе (кВт/место);

$N$  – количество мест.

$$Q_{Pшк} = P_{шк} \cdot tg\phi_{шк} \quad (11)$$

где  $tg\phi_{шк}$  – коэффициент мощности для школы.

Для гаражей активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{Pгар} = P_{гар.уд} \cdot N \quad (12)$$

где  $P_{гар.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один гараж (кВт/ед.);

$N$  – количество гаражей (ед.).

$$Q_{Pгар} = P_{гар} \cdot tg\phi_{гар} \quad (13)$$

где  $tg\phi_{гар}$  – коэффициент мощности для гаража.



Для общественных помещений активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M \quad (14)$$

где  $P_{торг.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

$M$  – площадь помещения ( $m^2$ ).

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot tg\phi_{общ} \quad (15)$$

где  $tg\phi_{общ}$  – коэффициент мощности для общественных помещений.

Для освещения улиц активная расчетная мощность определяется как:

$$P_{Росв} = P_{осв.уд} \cdot L \quad (16)$$

где  $P_{осв.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один километр освещаемой территории;

$L$  – протяженность освещаемой территории (км).

$$Q_{Росв} = P_{Росв} \cdot tg\phi_{осв} \quad (17)$$

где  $tg\phi_{осв}$  – коэффициент мощности для освещения.

Проводим расчет нагрузки на примере ТП 4-12

Выполняем расчет активной мощности для жилых помещений согласно данным представлены в таблице 2:

$$P_{Ржил} = P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \quad (18)$$

$$P_{Ржил} = 5,5 \cdot 20 = 110,0 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для жилых помещений:

$$Q_{Ржил} = P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \cdot tg\phi_{чд} \quad (19)$$

$$Q_{P_{жил}} = 5,5 \cdot 20 \cdot 0,2 = 22,0 \text{ (квар)}$$

Выполняем расчет активной мощности для почты помещения:

$$P_{P_{поч}} = 0,054 \cdot 150 = 8,1 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для почты:

$$Q_{P_{поч}} = 8,1 \cdot 0,57 = 4,62 \text{ (квар)}$$

Выполняем расчет активной мощности для гаражей:

$$P_{P_{гараж}} = 0,2 \cdot 10 = 2,0 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для гаражей:

$$Q_{P_{гараж}} = 2,0 \cdot 0,4 = 0,8 \text{ (квар)}$$

Выполняем расчет активной мощности для гаражей:

$$P_{P_{гараж}} = 0,2 \cdot 10 = 2,0 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для гаражей:

$$Q_{P_{гараж}} = 2,0 \cdot 0,4 = 0,8 \text{ (квар)}$$

Выполняем расчет активной мощности освещения:

$$P_{P_{осв}} = 0,5 \cdot 2,0 = 1,0 \text{ (кВт)}$$

Выполняем расчет реактивной мощности для гаражей:

$$Q_{P_{осв}} = 1,0 \cdot 0,4 = 0,4 \text{ (квар)}$$

Учитывая то что максимальное значение мощности имеется у жилых помещений следовательно при расчете общей нагрузки коэффициент совмещения максимума нагрузки должен применяться к остальным потребителям т.е. к торговому помещению, определяем суммарную нагрузку:

$$P_{P_{0,4}} = P_{P_{жил}} + P_{P_{поч}} \cdot k_{y1} + P_{P_{гараж}} \cdot k_{y2} + P_{P_{осв}} \quad (20)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{Pжил} + Q_{Pпоч} \cdot k_{y1} + Q_{Pгар} \cdot k_{y2} + Q_{Pосв} \quad (21)$$

$$P_{P0,4} = 110,0 + 8,1 \cdot 0,6 + 2,0 \cdot 0,4 + 1,0 = 116,66 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4} = 22,0 + 4,62 \cdot 0,6 + 0,8 \cdot 0,4 + 0,4 = 25,49 \text{ (кВАр)}$$

При этом полная расчетная мощность нагрузки:

$$S_{P0,4} = \sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2} \quad (22)$$

$$S_{P0,4} = \sqrt{116,66^2 + 25,49^2} = 119,41 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет для остальных потребителей городской нагрузки с занесением результатов в таблицу 4 (расчет мощности нагрузки промышленных потребителей представлен в приложении Б).

Таблица 4 – Расчетная мощность нагрузки ТП

Номер ТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (квар)	$S_{P0,4}$ (кВА)
4-3	150,3	30,98	153,46
4-4	318,4	77,93	327,80
4-5	128,7	26,18	131,34
4-6	107,1	21,94	109,32
4-8	183,8	37,8	187,65
4-12	116,66	25,49	119,41
4-13	121,0	27,82	124,16
4-18	94,6	19,8	96,65
4-19	453,4	149,07	477,28
4-21	337,7	274,51	435,34
4-23	160,4	32,96	163,75

Так же расчёт приведен в приложении А

### 3.2 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП

При реконструкции системы электроснабжения и определения ее актуальности необходимо иметь данные о фактической загрузке оборудования, с целью принятия решения о его замене, поэтому в данном разделе проводим

расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП в рассматриваемой части электрической сети.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается как [8]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (23)$$

где  $S_{номтр}$  - номинальная мощность трансформатора ТП.

$N$  – количество трансформаторов ТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается :

$$K_{зфна} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр}} \quad (24)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию:  $K_{зф} \leq 0,95$ , для одно трансформаторной ТП,  $K_{зф} \leq 0,85$ ,  $K_{зфна} \leq 1,4$  для двухтрансформаторной ТП.

На примере ТП 4-12:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{116,66^2 + 25,49^2}}{160 \cdot 1} = 0,75$$

Коэффициент загрузки превышает допустимое значение следовательно требуется замена оборудования, так же проводим данный расчет для остальных ТП, сводим результаты в таблицу 5

Таблица 5 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	Количество трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора (кВА)	$K_{зф}$
4-3	1	0,96	<b><u>0,96</u></b>
4-4	1	0,82	0,82
4-5	1	0,82	0,82
4-6	1	0,68	0,68
4-8	1	1,17	<b><u>1,17</u></b>
4-12	1	0,75	0,75
4-13	1	0,78	0,78
4-18	1	0,97	<b><u>0,97</u></b>
4-19	1	1,19	<b><u>1,19</u></b>
4-21	2	400	0,54
4-23	1	1,02	<b><u>1,02</u></b>

Расчет так же приведен в приложении Б.

Как видно из расчетов на некоторых ТП имеется проблема с высокой загрузкой трансформаторов следовательно далее проводим выбор данного оборудования для этих ТП.

#### 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В данной работе предусматривается реконструкция и модернизация тех трансформаторных подстанций где превышен фактический коэффициент загрузки, при этом количество трансформаторов на ТП оставляем без изменения т.к. оно соответствует категории надёжности потребителей подключенных к шинам низкого напряжения.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности [4]:

$$S_{\text{рмп}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р0,4}}^2 + Q_{\text{р0,4}}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (23)$$

где  $K_3$  - нормативный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных ТП равен 0,85);

$N$  – количество трансформаторов

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на ТП 4-3, определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{\text{рмп}} = \frac{\sqrt{150,3^2 + 30,96^2}}{0,85} = 180,53 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ТП трансформатор типа ТМГ 250/10 - У 1- трансформатор силовой трехфазный с естественным масляным охлаждением, с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, в герметичном исполнении, включаемый в сеть переменного тока частотой 50 Гц предназначен для питания потребителей электроэнергией общего назначения.

Трансформаторы изготавливаются классов напряжения 10 кВ, климатического исполнения У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150 и предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

Трансформаторы соответствуют требованиям МЭК и Российским стандартам. Преимущества трансформаторов ТМГ:

- не нуждаются в обслуживании при эксплуатации;
- отсутствует контакта масла с воздухом, что обеспечивает сохранность изоляционных свойств масла в течение не менее 25 лет;
- более компактны, занимают мало места по сравнению с трансформаторами с расширителем и воздушной подушкой;
- малошумящие - уровень шума не превышает 55 дБ (А);
- сниженные на 15-20% потери холостого хода по сравнению с аналогичными трансформаторами других фирм.

Проводим перерасчет коэффициента загрузки для новой номинальной мощности:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{150,3^2 + 30,96^2}}{250} = 0,61$$

Полученное значение не превышает нормативного 0,85, следовательно данный трансформатор с указанной номинальной мощностью принимается к установке. По аналогии проводим расчет для остальных ТП где необходима замена оборудования, результаты сводим в таблицу 6

Таблица 6 - Расчет и выбор трансформаторов ТП

Номер ТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$S_{прп}$ (кВА)	$K_{зф}$	N (шт)	$S_{номпр}$ (кВА)
4-3	153,46	180,54	0,61	1	250
4-8	187,65	220,76	0,75	1	250
4-18	96,65	113,71	0,60	1	160
4-19	477,28	561,51	0,76	1	630
4-23	163,75	192,65	0,66	1	250

Расчет и выбор силовых трансформаторов ТП окончен т.к. коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение, для дальнейших расчетов понадобятся технические данные выбранного оборудования, они приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМГ- 160/10-У 1	2,1	4,0	0,46	2,45
ТМГ- 250/10-У 1	2,0	4,0	0,65	3,25
ТМГ- 630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6

Так же расчет и выбор трансформаторов указан в приложении В.



## 5 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП

Потери мощности в силовых трансформаторах ТП необходимо учитывать при реконструкции системы электроснабжения т.к. они имеют существенное значение, и влияют на балансы мощности. Поэтому в данном разделе проводим расчет данных показателей для всех ТП рассматриваемого района электрической сети.

Потери активной мощности в силовом трансформаторе [3]:

$$\Delta P_m = \left( \frac{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (24)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (25)$$

Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе:

$$\Delta Q_m = \left( \frac{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (26)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{тиом}} + \frac{i_{xx} \cdot S_{тиом}}{100} \quad (27)$$

где  $R$  - активное сопротивление трансформатора (ом)

$X$  - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

$\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВАр)

$u_k$  - напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

$i_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора (%)

Полная мощность потер определяется как:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2}$$

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе ТП 4-9.

$$\Delta P_m = 7,6 \cdot 0,76^2 + 1,24 = 5,07 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 477,28^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,6 \cdot 630}{100} = 23,66 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{5,07^2 + 23,66^2} = 24,2 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам производится расчет потерь мощности в остальных ТП, рассчитанные данные сводятся в таблицу 8:

Таблица 8 - Расчет потерь мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$S_{P0,4}$ (кВА)	$K_{эф}$	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)
4-3	153,46	0,61	1,63	7,61	7,78
4-4	327,80	0,82	3,48	16,25	16,62
4-5	131,34	0,82	1,40	6,51	6,66
4-6	109,32	0,68	1,16	5,42	5,54
4-8	187,65	0,75	1,99	9,30	9,51
4-12	119,41	0,75	1,27	5,92	6,05
4-13	124,16	0,78	1,32	6,15	6,29
4-18	96,65	0,60	1,03	4,79	4,90
4-19	477,28	0,76	5,07	23,66	24,20
4-21	435,34	0,54	4,62	21,58	22,07
4-23	163,75	0,66	1,74	8,12	8,30

Далее основываясь на полученных данных проводим определение расчетной мощности на шинах высокого напряжения ТП, которая включает в себя как мощность потерь в трансформаторах так и мощность нагрузки на шинах низкого напряжения.

## 6 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ НА СТОРОНЕ ВН ТП

Для выбора проводников, их типа и количества необходимо знать мощность нагрузки ТП приведенную к стороне высокого напряжения, она включает в себя как мощность потерь в трансформаторах так и мощность нагрузки на шинах низкого напряжения. данные значения определяются по следующим формулам отдельно для каждой составляющей [3]:

$$P_{P10} = P_{P0,4} + \Delta P_m \quad (28)$$

$$Q_{P10} = Q_{P0,4} + \Delta Q_m \quad (29)$$

$$S_{P10} = S_{P0,4} + \Delta S_m \quad (30)$$

Расчет проводим на примере ТП 4-3:

$$P_{P10} = 150,3 + 1,63 = 151,93 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P10} = 30,98 + 7,61 = 38,59 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{P10} = 153,46 + 7,78 = 161,24 \text{ (кВА)}$$

Так же проводим расчет данных параметров для всех остальных ТП, результаты сводим в таблицу 9:

Полученные данные используем при определении расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС Новоалександровка, так же при расчете устройств компенсации реактивной мощности и последующей проверки коэффициентов загрузки силовых трансформаторов 35/10 кВ

Таблица 9 - Расчет нагрузки на стороне ВН ТП

Номер ТП	$P_{P10}$ (кВт)	$Q_{P10}$ (квар)	$S_{P10}$ (кВА)
4-3	151,93	38,59	161,24
4-4	321,88	94,18	344,42
4-5	130,1	32,69	138
4-6	108,26	27,36	114,86
4-8	185,79	47,1	197,16
4-12	117,93	31,41	125,46
4-13	122,32	33,97	130,45
4-18	95,63	24,59	101,55
4-19	458,47	172,73	501,48
4-21	342,32	296,09	457,41
4-23	162,14	41,08	172,05
Сумма	2196,77	839,79	2444,08

## 7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ НАГРУЗКИ РАЙОНА

Определение мощности нагрузки района (села Новоалександровка) осуществляется с использованием коэффициента совмещения максимумов нагрузки всех ТП в рассматриваемом районе электрической сети, данный коэффициент зависит от количества трансформаторов ТП и тем он меньше чем больше их количество.

Определяем расчетную мощность нагрузки по следующей формуле [2]:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{P10i} \quad (31)$$

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum Q_{P10i} \quad (32)$$

$$S_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum S_{P10i} \quad (33)$$

где  $k_o$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, принимается равным 0,75 (при количестве трансформаторов 12).

$$P_{p\Sigma} = 0,75 \cdot 2196,77 = 1647,58 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,75 \cdot 839,79 = 624,89 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = 0,75 \cdot 2444,08 = 1833,06 \text{ (кВА)}$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах.

## 8 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

При модернизации системы электроснабжения проводим замену проводников воздушных линий электропередачи на современный тип с покрытыми изоляцией жилами, применяем проводник типа СИП-3

Выбор сечений ВЛ проводится по методу сравнения длительно допустимого тока принятого проводника с расчетным значением, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения.

Выбор проводим по условию [3]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (34)$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению с учетом возможного резервирования фидеров между собой:

$$I_p = \frac{S_p \Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (35)$$

Проводим расчет тока в сечении фидер 5:

$$I_p = \frac{1833,06}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 100,79 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 номинальным напряжением 20 кВ. Принимаем минимальное сечение 3×50 которое имеет длительно допустимый ток 195,0 А, данный тип проводника принимаем для всего фидера, аналогично проводим расчет и выбор проводника для фидера №21, результаты приведены в таблице 10:

Таблица 10 – Выбор проводников ВЛ

Фидер	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
5	100,79	СИП-3 3×50	195,0
21	100,79	СИП-3 3×50	195,0

Далее проводим расчет токов короткого замыкания и проверяем выбранные проводники по термической стойкости и потере напряжения в нормальном режиме работы.

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данной работе планируется выполнить модернизацию источника питания системы электроснабжения села Новоалександровка, для этого предварительно должны быть рассчитаны токи короткого замыкания во всех распределительных устройствах данного источника.

Расчетные точки КЗ в распределительных устройствах ПС Дим показаны на рисунке 4.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки К1.

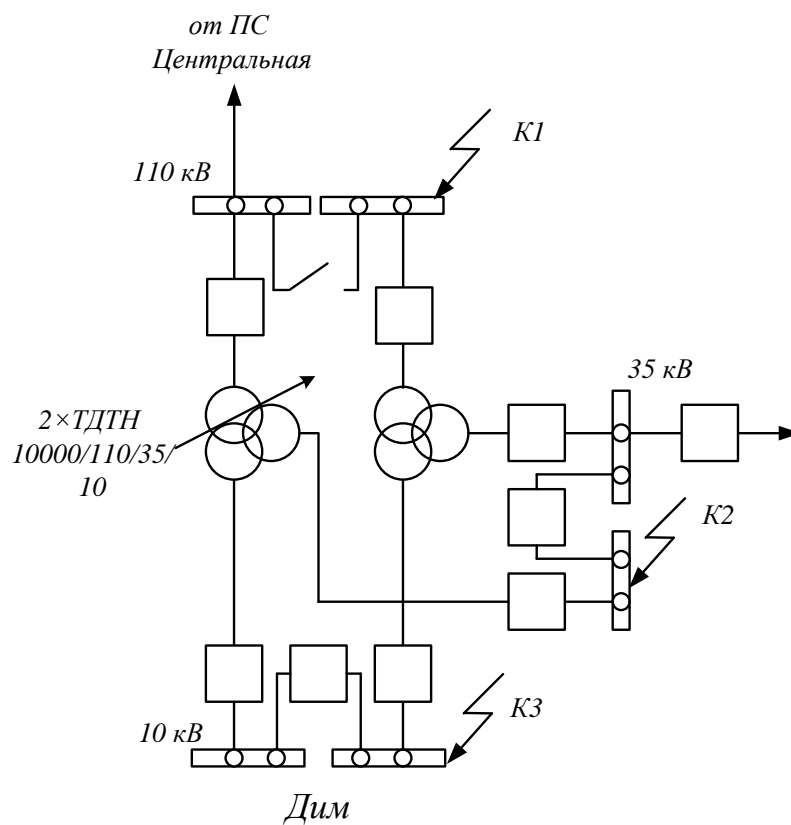


Рисунок 4 – Расчетное место КЗ

На рисунке 5 представлена схема замещения.



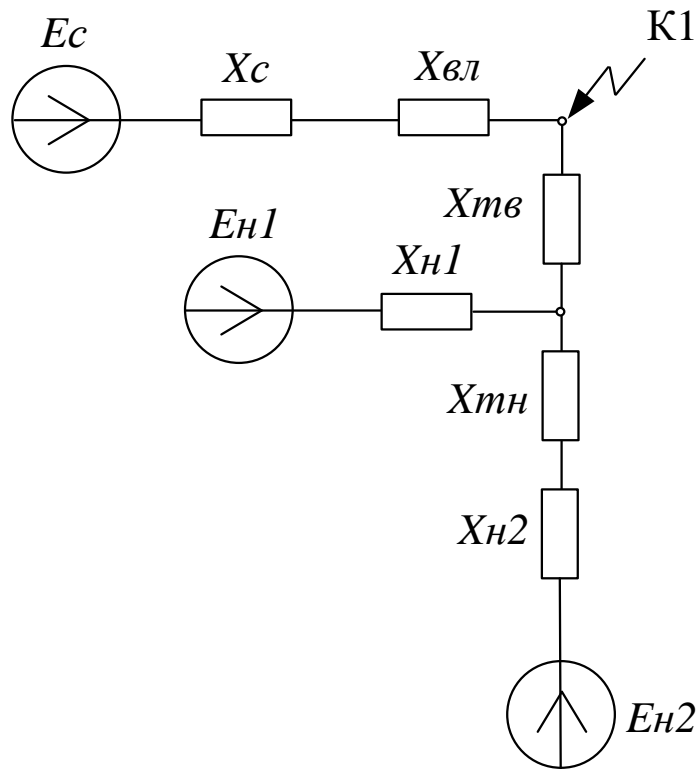


Рисунок 5 – Схема замещения

Расчет выполняем с использованием среднего ряда напряжений и метода относительных единиц.

Принимаем базисные условия: базисная мощность

- 1)  $S_б = 10$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 (кВ)  $U_{б110} = 115$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ)  $U_{б35} = 37$ ,
- 4) базисное напряжение на стороне 10 (кВ)  $U_{б10} = 10,5$ .
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА) [7]:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (36)$$

где  $I_б$ ,  $U_б$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{6110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ (кА)}$$

$$I_{635} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,16 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,58 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям [17]

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ ПС Дим [17]:

$$X_C = \frac{S_6}{S_C} \tag{37}$$

$$X_C = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 14,36} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_C$  – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ:

Сопротивление ВЛ [7]:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \tag{38}$$

где  $x_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l$  – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 60,5 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления обмоток трансформаторов установленных на подстанции Дим (о.е.) [17]:

$$X_{ТБ} = 0,005 \cdot (u_{К\%BC} + u_{К\%BH} - u_{К\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \tag{39}$$

$$X_{ТБ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot \frac{10}{10} = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (40)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17 + 6) \cdot \frac{10}{10} = 0,18 \text{ (о.е.)}$$

где  $u_{K\%}$ , – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление обмотки среднего напряжения принимаем равным 0

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) [7]:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (41)$$

где  $S_H$  – мощность нагрузки (на стороне среднего напряжения определяется согласно данным контрольного замера на стороне низкого напряжения согласно расчетным данным ВКР и данным контрольного замера):

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{6,71^2 + 2,32^2}} = 0,49 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{1,03^2 + 0,39^2}} = 3,26 \text{ (о.е.)}$$

Последовательное преобразование схемы замещения показано на рисунках 6, 7, 8, 9:

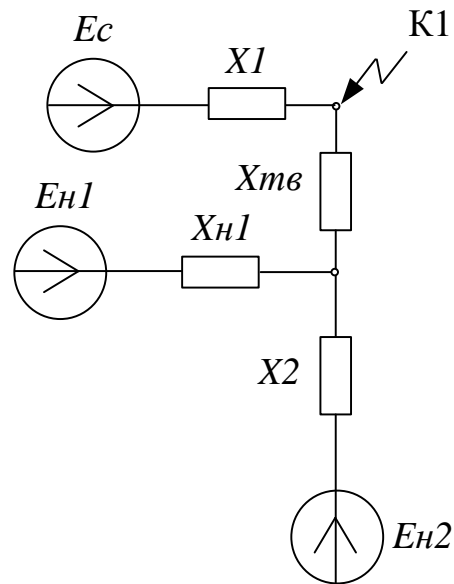


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения

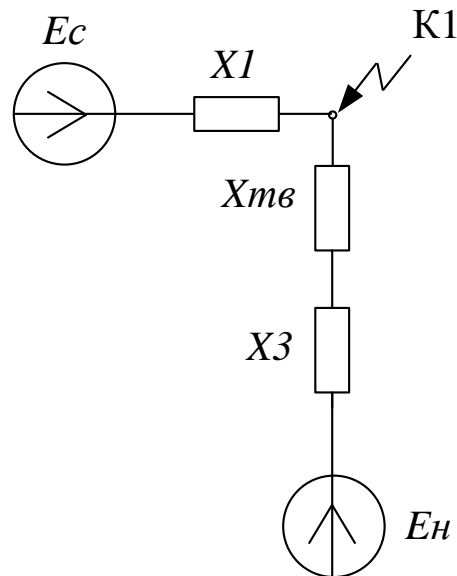


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

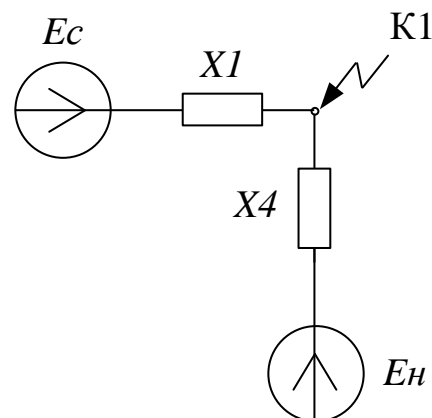


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

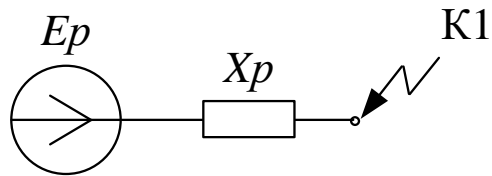


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_C + X_{ВЛ}$$

$$X1 = 0,03 + 0,02 = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{ТН} + X_{Н2}$$

$$X2 = 0,18 + 3,26 = 3,44 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = \frac{X2 \cdot X_{Н1}}{X2 + X_{Н1}}$$

$$X3 = \frac{3,44 \cdot 0,49}{3,44 + 0,49} = 0,43 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X3 + X_{ТВ}$$

$$X4 = 0,43 + 0,27 = 0,7 \text{ (о.е.)}$$

$$X_p = \frac{X1 \cdot X4}{X1 + X4}$$

$$X_p = \frac{0,05 \cdot 0,7}{0,05 + 0,7} = 0,04 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{E_c \cdot X4 + E_H \cdot X1}{X1 + X4}$$

$$E_p = \frac{1 \cdot 0,7 + 0,85 \cdot 0,05}{0,7 + 0,05} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке К1:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{\text{б110}} \quad (42)$$

$$I_{\text{ПО}} = \frac{0,98}{0,04} \cdot 0,05 = 9,28 \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$i_A = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}} \quad (43)$$

где  $T_{\text{ОВ}}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

$T_a$  – постоянная времени определяется по справочным данным.

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$i_A = \sqrt{2} \cdot 9,28 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,46 \text{ (кА)}$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$i_{\text{ВД}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (44)$$

$$i_{\text{ВД}} = \sqrt{2} \cdot 9,28 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 22,52 \text{ (кА)}$$

Дополнительно при выборе оборудования требуется расчет теплового импульса от протекания токов короткого замыкания:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{OB} + Ta)$$

$T_{OB}$  – время отключения выключателя 110 кВ с учетом работы резервной защиты, в данном случае принимается 2,0 сек.

Для нашего случая

$$B_k = 9,28^2 \cdot (2,0 + 0,02) = 172,23 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Остальные данные по токам короткого замыкания определяются по аналогичным формулам, указаны в таблице 11.

Таблица 11 - Расчет токов КЗ на ПС Дим

Расчетная точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$i_A$ (кА)	$Ta$	$i_{уд}$ (кА)	$B_k$ (кА <sup>2</sup> с)
№1	9,28	0,46	0,03	22,52	172,23
№2	6,12	0,19	0,03	10,65	74,91
№3	23,66	1,13	0,03	38,82	1120,3

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

## 10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/10 КВ ПС ДИМ

В данной работе рассматривается реконструкция ПС Дим с установкой современного оборудования, при этом в данном разделе будем выполнять соответствующие расчет и проверку принятого типа оборудования

Определяем максимальный рабочий ток РУ 110 кВ подстанции Дим для выключателей (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы трансформаторов)

$$I_{\text{м}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (45)$$

где  $S_{\text{тном}}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{м110}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,0 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для трансформаторных выключателей 35 кВ (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{\text{м35}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 231,1 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 10 кВ (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{\text{м10}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,5 \text{ (А)}$$

### 10.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.



Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (62)$$

$$I_{НОМ} \geq I_m \quad (63)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_k \quad (64)$$

где  $I_{ТЕР}$  - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq i_{УД} \quad (65)$$

где  $I_{ПРСКВ}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{ДИН}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 12:

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2500	73,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	9,28	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	22,52	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	9,28	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Апериодическая составляющая $i_{АН}$ (кА)	12,45	0,46	$i_{АН} \geq i_A$

Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	22,52	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1200	172,23	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

### 10.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	630	231,1	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,65	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,12	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Апериодическая составляющая $i_{АН}$ (кА)	7,9	0,19	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	5000	74,91	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

### 10.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально проводим выбор КРУ 10 кВ, первоначально принимаем выключатель вакуумный VF-12 производства компании «Элтехника» (Санкт Петербург).

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 14:

Таблица 14 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	808,5	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	23,66	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	80	38,82	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	31,5	23,66	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Апериодическая составляющая $i_{АН}$ (кА)	13,36	1,15	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	38,82	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2976,75	1120,3	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

#### 10.4 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 110 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РПД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки поворотный двух колонковый), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	73,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	22,52	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2790,5	172,23	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выбор разъединителей 35 кВ.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ. Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	231,1	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1875	74,91	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{к}$

Разъединители проходят по всем параметрам

### 10.5 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_{к} \quad (46)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_{к} = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (47)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

$$r_{ПРОВ} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (48)$$

где  $S_{\text{ПР}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2=1\text{А}$ .

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс НЕВА СТ 411. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 17, 18, 19.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{\text{ПР}} = 1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ  $S_{\text{ПР}} = 0,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,10} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 75 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ (А)	75	73,0	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{м}}$

Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	126	22,52	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Продолжение таблицы 20			
1	2	3	4
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	13872	172,23	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	2,43	$z_{2ном} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	300	231,1	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	10,65	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7203	74,79	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	1,15	$z_{2ном} \geq z_2$

Принимаем трансформатора тока на стороне 10 кВ типа ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	808,5	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	38,82	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	1120,3	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Вторичная нагрузка Z2ном (Ом)	1,2	1,15	$z_{2ном} \geq z_2$

Все трансформаторы тока прошли проверку

## 10.6 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (49)$$

где  $S_{2НОМ}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности (ВА);

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения (ВА).

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 23.

Таблица 23 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			32

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблиц 24 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	400 ВА	32 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$



Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			44

Таблица 26 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 44 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем. Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 10 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	НЕВА СТ 411	13	1
Счетчик РЭ			
Сумма			15

Таблица 28 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка классе точности 0,5	75 ВА	15 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

### 10.7 Выбор гибкой ошиновки 110 кВ.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС Дим.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 73,0 А, принимаем провод для данного напряжения такой же марки как и питающая ВЛ АС 120/19 с максимально допустимым током 390 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения.

Выполняем проверку на возникновение коронирующего разряда, разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (50)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость;

$r_0$  - радиус провода

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (51)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

На поверхности провода будет отсутствовать корона, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ . Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки по короне его оставляем для монтажа.

### **10.8 Выбор гибкой ошиновки 35 кВ.**

Для РУ 35 кВ применяем провода такие же как на отходящей ВЛ АС-120/19. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Расчетный ток СН составляет 231,1 А, при этом длительно допустимый для провода АС 120/19 составляет 390 А, следовательно шины проходят проверку

### **10.9 Выбор шин 10 кВ**

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции Дим, с учетом максимального рабочего тока на стороне 10 кВ 808,5 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами  $100 \times 8$  мм ( $8 \text{ см}^2$ ), длительно допустимы ток для данного сечения составляет 2680 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{1120,3}}{91} = 0,21 \text{ (см}^2\text{)} \quad (52)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{J}} \quad (53)$$
$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{56,66}{8}}} = 0,98$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 8 ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (54)$$

$$J = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \text{ (см}^2\text{)}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{yd}}^2}{a} \quad (55)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{38820^2}{0,4} = 453,29 \text{ (Н/м)}$$

где  $i_{\text{yd}}$  – ударный ток короткого замыкания (А).

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (56)$$

$$W = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)}$$

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (57)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{38820^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 39,15 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа).

### 10.10 Выбор ОПН.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 29.

Таблица 29 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 - Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10 УХЛ1. Сравнение параметров приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	7,47	6,86	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

## 11 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Данный расчет проводится для определения значений токов короткого замыкания на ближайших ТП для последующей проверки проводников по термической стойкости.

Метод расчета подразумевает использование именованных единиц и среднего ряда напряжений.

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах 10 кВ ТП 421, схема замещения представлена на рисунке 10.

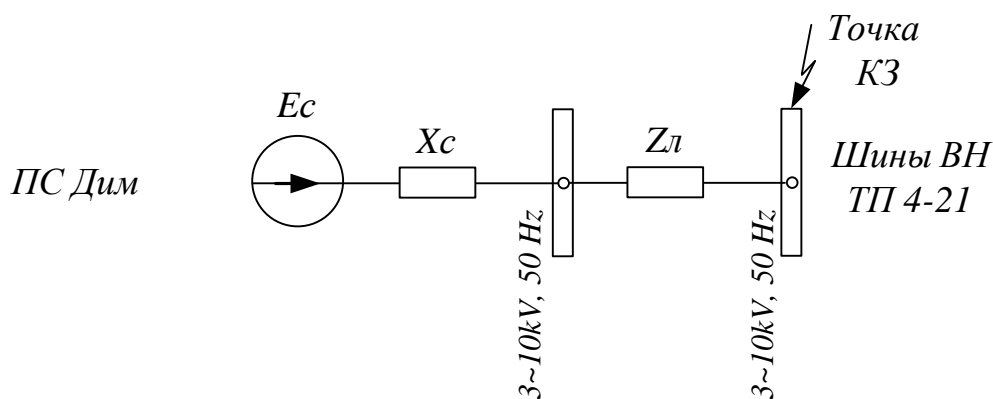


Рисунок 10 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_{сис} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (58)$$

где  $I_{кз10}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС Дим, определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС Дим.

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (59)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (60)$$

где  $x_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

$L$  – длина участка линии, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (61)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (62)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 23,66} = 1,31 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков ВЛ от ПС Дим до ТП 4-21:

$$X_l = 0,29 \cdot 1,0 = 0,29 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 0,99 \cdot 1,0 = 0,99 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \quad (63)$$

$$X_p = 1,31 + 0,29 = 1,6 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,99 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,99^2 + 1,6^2}} = 4,24 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:



$$I_{\text{по2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,24 = 3,67 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{2,3}{0,99 \cdot 314} = 0,015$$

Коэффициент ударного тока:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (64)$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,015}} = 1,51$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y \quad (65)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,24 \cdot 1,51 = 9,05 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются токи короткого замыкания на втором фидере при этом расчетная точка КЗ находится на шинах ВН ТП 4-12.

### 11.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Проверка проводников сводится к сравнению термически стойкого сечения с фактическим по выражению:

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (66)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \quad (67)$$

где  $B_k$  - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

$c$  - температурный коэффициент для проводников СИП.

Для примера рассчитается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ Дим – шины ВН ТП 4-21 (максимальное время работы резервной защиты составляет 1,0 сек):

$$S_T = \frac{\sqrt{4,24^2 \cdot (1,0 + 0,015)}}{95} = 34,5 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (68)$$

$$34,5 \leq 50$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Для второй точки КЗ так же определяем термически стойкое сечение (шины ВН ТП 4-12):

$$S_T = \frac{\sqrt{3,15^2 \cdot (1,0 + 0,04)}}{95} = 31,2 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (69)$$

$$31,2 \leq 50$$

Все принятые сечения проходят проверку их оставляем для дальнейшей проверки по портере напряжения

### 11.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (70)$$

где  $x_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

$L$  – длина участка линии, км.

Расчет проводим на примере участка ТП 4-3 - ТП 4-5, определяем потерю напряжения на участке на каждом из участков:

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 4-3 - ТП 4-5:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 7,59 \cdot 0,4 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,14 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения определяется суммированием потерь напряжения на всех участках, расчет проводится по аналогичным формулам,, результаты расчета приведены в таблице 33:

Таблица 33 – Расчет потерь напряжения

Фидер	$\Delta U$ (%)
5	3,81
21	4,15

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

## 12 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПОДСТАНЦИИ ДИМ

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Необходимо защитить линейные (высота 11 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельно стоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельно стоящего 110 кВ – 19 метров.

Эффективная высота молниеотвода [10]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (71)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15(\text{м})$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18(\text{м}) \quad (72)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1(\text{м}) \quad (73)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии  $L$  друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{25}{7} = 15,4 \text{ (м)} \quad (74)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1 \text{ (м)}$$

(75)

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Параметры зон молниезащиты ПС Дим

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
2 - 3	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
3 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
1 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
5 - 4	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
5 - 6	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1

### 13 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС Дим 105×65 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (105 + 3) \cdot (65 + 3) = 5989 \text{ (м}^2\text{)} \quad (76)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (77)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (78)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток короткого замыкания (кА)

$T$  - предельное время работы защиты (сек)

$\beta$  - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (79)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{kop} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (80)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами  $l_{mn} = 5$  (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{mn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{mn}} \cdot (A+3) = \frac{(105+3)}{5} \cdot (65+3) + \frac{(65+3)}{5} \cdot (105+3) = 2395,6 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47 \quad (81)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 15$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15 \text{ (м)} \quad (82)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15+1) = 2476,4 \text{ (м)} \quad (83)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89 \quad (84)$$

Принимаем:  $n_{\epsilon} = 22$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_{\epsilon} = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon}} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4,0 \cdot 22} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (85)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (4,49 + 45)}} = 1,09 \quad (86)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482(\text{Ом}) \quad (87)$$

Сопротивление не превышает максимального значения 0,5 Ом следовательно расчет проведен верно.



## 14 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС ДИМ

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТДТН 10000/110/35/10 Дим

### 14.1 Дифференциальная защита.

Защиту трансформатора выполняем на терминале ЭКРА.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала ЭКРА. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации [12]:

$$I_{1TT} \geq I_{TTH} \quad (88)$$

где  $I_{TTH}$  – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2III} = \frac{I_{TНОМ}}{K_{ТА}} \quad (89)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (90)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (91)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$  – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$  – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} \geq \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (92)$$

где  $I_{1НОМТТ}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

$K_{10}$  – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (93)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (94)$$

Значения  $I_{d\min}^*$  и  $K_{Т1}$  при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта.

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 35:

Таблица 35 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
$K_{TI}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаемся значением  $I_{TP} = 2,25$  для характеристики № 4 и находим:

$$K_{TI} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (95)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

#### 14.2 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [13]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 52,5 = 68,97 \text{ (А)} \quad (96)$$

где  $k_{OTC}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

$k_B$  – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{68,97}{(75/5)} = 4,5 \text{ (А)} \quad (97)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

#### 14.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 52,5 = 118,12 \text{ (А)} \quad (98)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{CAM}$  – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$k_u = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{23,66 \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{118,12} = 3,89 \quad (99)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{475,76}{(250/5)} = 9,51(\text{A})$$

#### 14.4 Газовая защита.

В данном разделе при реконструкции систем электроснабжения в частности источника питания подстанции «Дим» предполагается установка на силовом трансформаторе газовой защиты которая работает на основе газового реле, расположенного между расширительным баком и основным баком силового трансформатора.

Работа реле основывается на прохождении через него газов которые образуются внутри основного бака трансформатора, при коротком замыкании происходит бурное газообразование и эти газы с большой скоростью проходят через газовое реле, в данном устройстве происходит замыкание контактов и происходит отключение силового трансформатора.

Данное устройство имеет абсолютную селективность и предназначено для отключения трансформатора только в случае повреждения внутри самого бака, также отключение трансформатора происходит при снижении уровня масла ниже уровня газового реле. Газовое реле типа «Бухгольца» предполагается устанавливать на силовые трансформаторы ПС «Дим».

## 15 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ ДИМ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие виды автоматики: АВР, АЧР.

### 15.1 АВР

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции Дим для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не устранённых

неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих

вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На подстанции Дим принимаем устройство АВР на стороне 10 кВ, а так же принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

## 15.2 АЧР

АЧР - один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

На ПС Дим применяется устройство АЧР рассмотрим его подробно, устройства АЧР срабатывают при понижении частоты ниже 49 Гц, продолжительность работы электрической системы составляет не больше 40 с. При менее 47 Гц – 10 с., меньше 46 Гц нельзя допустить, так при этом значении происходит явление «лавины напряжения», при котором происходит сбрасывание электростанцией нагрузки. «Лавина напряжения» способствует повышенному потреблению реактивной мощности что ведет к еще большим осложнениям в системе энергоснабжения.

Пониженная частота может вызвать механический резонанс проточной части турбины, влекущий механические повреждения лопаток турбины. Снижение частоты влечет снижение скорости вращения асинхронного двигателя и понижение производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы. Это действие называется виной частоты за ней обычно следует появление лавины напряжения. При понижении уровня частоты снижается подача давления масла маслонасосом к турбине электростанции, это приводит к посадке стопорных клапанов в аварийном режиме и отключению агрегата. Изменения параметров частоты всего на 0,2 Гц может способствовать неравномерному и неэкономичному распределению нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования. Изменение частоты может привести к непостоянной скорости работы электроприводов механизмов, что может вызвать появление брака производимых деталей. Аварийная частотная разгрузка является единственным средством поддержания частоты энергосистемы в разрешенных пределах при регулировании отключением потребителей, этот процесс происходит в случае отсутствия восстановления частоты путем применения нормальных средств регулирования частоты. Неравномерность АЧР, риски возникающие в результате снижения частоты очень важно предотвратить так, как это ведет к длительному процессу восстановления нормированного значения частоты и восстановлению рабочего состояния потребителей, а также появление лишних операций по включению и отключению коммутирующих аппаратов электроприемников, снижает надежную работу энергосистемы электроснабжения.



## 16 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На подстанции Дим в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок БМРЗ, рассмотрим его подробно.

Возможности блока позволяют проектным и пусконаладочным организациям на основе логических сигналов типовых и фиксированных функциональных схем защит и автоматики учитывать индивидуальные особенности проекта защищаемого присоединения.

Программное обеспечение, созданное предприятием-изготовителем, является базовым функциональным программным обеспечением (далее - БФПО), в нем реализуются функции защит и автоматики, сигнализации, сервисные функции и функции диагностики блока. Изменение БФПО осуществляется только на предприятии-изготовителе.

Дополнительные функциональные схемы, создаваемые для учета индивидуальных особенностей проекта защищаемого присоединения, входят в состав программного модуля конфигурации. Для создания модуля следует использовать программный комплекс Конфигуратор - МТ. Модуль включает в себя: - уставки защит и автоматики; - дополнительные функциональные схемы ПМК (далее - схемы ПМК); - настройки связи блока с АСУ/ПЭВМ; - настройки функций синхронизации времени блока; - настройки таблицы подключений блока; - настройки таблицы назначений блока.

Таблица подключений блока позволяет использовать дискретные входы для привязки их к входным сигналам функциональных схем.

Таблица назначений блока позволяет: - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним сигналов с дискретных входов блока; - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним логических сигналов функциональных схем; - создавать дополнительные записи для журнала сообщений и журнала аварий; - выполнять настройку светоизлучающих диодов (светодиодов); - выполнять настройку состава осциллограмм.

В комплект поставки блока входит пример реализации ПМК, созданный предприятием-изготовителем

Выходные сигналы функциональных схем БФПО и схем ПМК могут быть использованы в таблице назначений блока, а также переданы в АСУ. Выходные сигналы функциональных схем БФПО могут быть использованы для создания схем ПМК.

Программный комплекс Конфигуратор - МТ предоставляет возможность установки паролей для разделения на следующие уровни доступа: служба РЗА (изменение уставок, просмотр и управление) и служба АСУ (изменение коммуникационных настроек).

Для создания дополнительных функциональных схем, учитывающих особенности проекта защищаемого присоединения, доступны следующие элементы: - дискретные входы, перечень которых приведен в таблице 3; - кнопки лицевой панели F1 и F2; - входные сигналы АСУ, перечень которых приведен в таблице 7; - входные сигналы функциональных схем, - выходные сигналы функциональных схем; - свободно назначаемые дискретные выходы

Назначение дискретных входов в таблице подключений блока производится в виде перекрестной связи между дискретным входом (графа) и входным сигналом функциональных схем БФПО (строка) (пример назначения свободно назначаемого дискретного входа Вход на входной сигнал функциональных схем БФПО Квитир. внеш.). Допускается прямое или инверсное подключение дискретного входа.

#### *Функции защиты*

##### Токовая отсечка (ТО)

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструкцией

Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Ввод РНМ производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно.

При междуфазных коротких замыканиях вблизи места установки защиты, сопровождающихся значительным снижением напряжения, подводимого к реле (ниже 7 В), РНМ работает по памяти. В этом случае на реле в течение 200 мс сохраняется фаза напряжения предаварийного режима. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется. Возврат РНМ осуществляется при восстановлении значения напряжения выше 7 В. Для готовности работы РНМ по памяти необходимо наличие на зажимах РНМ напряжения выше 9 В в течение не менее 60 мс.

При неготовности РНМ работать по памяти формируется логический сигнал недост., ступени ТО работают в ненаправленном режиме.

Для блокировки пуска ступеней ТО предусмотрены логические сигналы ТО 1 блок. и ТО 2 блок. Блокировка осуществляется наличием логической единицы.

#### *Максимальная токовая защита (МТЗ)*

МТЗ предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий и перегрузки защищаемого присоединения. Первая ступень имеет независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую время токовую характеристику.

Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой). Блок обеспечивает возможность работы первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик:

Для зависимой характеристики возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик.

Тип времятоковой характеристики задаётся уставкой в программном комплексе Конфигуратор – М

при выборе типа обратозависимой времятоковой характеристики.

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом S117.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ S122 - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ S123 - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки МТЗ РН U<sub>л</sub> или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки МТЗ РН U<sub>2</sub>. При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется.

Контроль напряжения для комбинированного пуска МТЗ выводится при неисправности цепей напряжения в соответствии рисунком Б.2. Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

Для блокировки первой или второй ступени МТЗ предусмотрены логические сигналы МТЗ 1 ст. блок. и МТЗ 2 ст. блок. соответственно.

#### *Ускорение МТЗ (УМТЗ)*

УМТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

После исчезновения сигнала РПО в течение 1 с и при пуске первой ступени МТЗ с выдержкой времени УМТЗ Т выдается сигнал на отключение выключателя.

Предусмотрена блокировка УМТЗ (программный ключ S160) по наличию напряжений на секции шин и до вводного выключателя.

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал УМТЗ блок. Логическая защита шин (ЛЗШ)

ЛЗШ предназначена для ускорения действия МТЗ выключателя источника питания при коротком замыкании на шинах присоединения. Ввод в работу ЛЗШ осуществляется программным ключом S128 (в соответствии с рисунком Б.3).

Подключение датчиков логической защиты шин может быть выполнено при параллельном или последовательном соединении, выбор осуществляется программным ключом S149. По умолчанию блок реализует схему с последовательным соединением датчиков логической защиты шин.

При получении сигнала от датчиков ЛЗШ (пуск МТЗ присоединений, питающих нагрузку) первая ступень МТЗ действует с выдержкой времени, выбранной по условию селективности. При отсутствии сигнала от датчиков ЛЗШ и пуске первой ступени МТЗ срабатывание МТЗ происходит с уставкой по времени ЛЗШ Т.

Блок обеспечивает контроль исправности шинки ЛЗШ - при наличии сигнала от датчиков ЛЗШ в течение 180 с блок выдает сигнал "Вызов".

## 17 ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ДИМ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС Дим с последующим расчетом эксплуатационных издержек, в расчет принимается замена распределительных устройств и постоянная часть при реконструкции ПС.

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС Дим [9]:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (100)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2023 год

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$  - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч35}$  - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$  - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$  - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$  - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (2 \cdot 6,58 + 4 \cdot 1,88 + 12 \cdot 0,15) \cdot 22,21 \cdot 1,3 = 757,62 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (101)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 10,34 \cdot 22,21 \cdot 1,3 = 298,54 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Дим:

$$K_{пс} = K_{пу} + K_{пост} = 757,62 + 298,54 = 1056,16 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{пс} \cdot \alpha_{ам} \quad (102)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$  - капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (103)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 1056,16 \cdot \frac{1}{20} = 52,81 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{пс} \quad (104)$$

где  $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС):

$$I_{ЭКС} = 1056,16 \cdot 0,059 = 62,31 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет экономических показателей дал следующие результаты: необходимые капиталовложения в модернизацию ПС Дим в частности замену распределительных устройств составили 1056,16 млн. руб., при этом отчисления на амортизацию в год составят 52,81 млн. руб. на ремонт и эксплуатацию 62,31 млн.руб.

## 18 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе при решении комплексной задачи проведена реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ села Новоалександровка которое получает питание от ПС Дим. В представленной работе разработан оптимальный вариант реконструкции с заменой всего основного электротехнического оборудования на линиях электропередачи, в трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, но также и на источнике питания ПС Дим 110/35/10 кВ, при этом выполнена замена устаревшего оборудования на современное.

### **Безопасность**

#### *Безопасность при работах в распределительных устройствах*

При выполнении работы на выкатной тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.



Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях.

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями и также заперты на замок.

#### *Безопасность при работах на силовых трансформаторах*

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

#### *Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях*

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

### **Экологичность**

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

#### *Воздействие на атмосферный воздух*

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;

- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

#### *Воздействие на земли и почвенный покров*

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,

- проведением земляных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового

и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

#### *Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух*

##### *Этап строительства*

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

##### *Этап эксплуатации*

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

## *Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды*

### *Этап строительства*

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительной-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

### *Этап эксплуатации*

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

В представленной выпускной квалификационной работе при проектировании ПС Дим особое внимание уделяется сохранению окружающей среды, благодаря использованию современных изоляционных материалов на ПС минимизировано количество маслonaполненного оборудования, которое создает угрозу загрязнения окружающей среды при различного рода повреждениях. Использование малогабаритного оборудования так же играет важную роль при проектировании ПС Дим т.к. для реализации проекта требуется значительно меньшая площадь отвода земли под расположение оборудования. Для снижения уровня шумов в работе предусматривается расположение проектируемого объекта ПС Дим на максимально возможном расстоянии от жилой застройки.

### *Расчет маслоприемника трансформатора*

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Дим при реконструкции устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТН 10000/110/35/10 с размерами (м) 6,4×3,7×5,5 и массой масла 15,0 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [11].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [21]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (105)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

$$V_{\text{трм}} = \frac{15,0}{0,88} = 17,05 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [21]:

$$S_{\text{пл}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (106)$$



где  $A, B$  – длина и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (6,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,7 + 2 \cdot 1,5) = 62,98 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [21]:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (107)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (6,4 + 3,7) \cdot 2 \cdot 5,5 = 111,1 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  и нормативное время тушения  $t$  соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [21]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} \quad (108)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (62,98 + 111,1) \cdot 10^{-3} = 62,67 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [21]:

$$V_{\text{мм}H_2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (109)$$

$$V_{\text{мм}H_2O} = 17,05 + 0,8 \cdot 62,67 = 67,18 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mmH2O}$

:

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH2O}}{S_{mn}} \quad (110)$$

$$H_{mn} = \frac{67,18}{62,98} = 1,07 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [11]:

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (111)$$

$$H_{nmm} = 1,07 + 0,05 + 0,25 = 1,37 \text{ (м)}$$

### **Чрезвычайные ситуации**

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом

выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Чрезвычайные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения чрезвычайных ситуаций: короткие замыкания в электроустановках, удары молнии в электрооборудование ПС Дим, ошибочные действия оперативного персонала при выполнении переключений в электроустановках так же могут привести к возникновению аварийной ситуации

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации:

- для исключения возможности возникновения коротких замыканий в электроустановках ПС Дим - в данной работе предполагается использование современного оборудования с использованием элегазовой и вакуумной изоляции, что в значительной степени снижает риск короткого замыкания, периодические осмотры оборудования на ПС Дим оперативным персоналом на предмет выявления различного рода замечаний и дефектов и своевременного их устранения так же в значительной степени снижают риск возникновения короткого замыкания. Своевременный вывод в ремонт оборудования так же в значительной степени влияет на его надежную работу.

- для защиты оборудования ПС Дим от ударов молнии в данной работе выполнен расчет молниезащиты и заземления. Данный расчет выполнен с соблюдением всех норм и правил и, следовательно, оборудование с высокой долей вероятности будет защищено от погодных условий.

- для исключения возникновения чрезвычайной ситуации вследствие ошибочных действий оперативного персонала на ПС Дим предусматривается значительного количества блокировочных устройств включая ключи электромагнитной блокировки которые в свою очередь позволяют исключить ошибочные действия при переключениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была произведена реконструкция системы электроснабжения села Новоалександровка и достигнуты все поставленные задачи. Выбрано оборудование на ПС Дим – источнике питания для данной системы электроснабжения. Так же данное оборудование было проверено по условиям протекания токов короткого замыкания которые так же были рассчитан в данной работе.

Для системы электроснабжения напряжением 10 кВ произведен выбор проводников и силовых трансформаторов ТП где коэффициент загрузки имел значительное отклонение от нормативного.

Результаты представленные в данной работе могут быть использованы на практике.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

2 Андреев, Василий Андреевич. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2008. - 640 с.

3 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

4 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

5 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк., 2008. – 430 с.

6 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов // В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.: Высш.шк., 2011. – 383 с.

7 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов / АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд- во Амур. гос. ун- та, 2017. [http:// irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9036.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf)

8 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.

9 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 // В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.

10 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006

11 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.

12 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб.пособие / В. Г. Китушин. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. - 255 с.

13 Козлов, Александр Николаевич. Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 315 с.  
[http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/6924.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6924.pdf)

14 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

15 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

16 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

17 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2010.

18 Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский.-2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с.

19 Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : учеб.пособие : рек. УМО / А. М.Половко, С. В. Гуров. -2-е изд., перераб. и доп. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. -702 с.

20 Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : практикум : рек. УМО / А. М.Половко, С. В. Гуров. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. - 558 с.

21 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

23 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

24 Савина, Н. В. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 1 / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. 177 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7062.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf)

25 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

26 Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/3060.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf)

27 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7031.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf)

28 Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : метод. указания к практическим занятиям / АмГУ, Эн. ф ; сост.: Н. В. Савина, П. П. Проценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 106 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7364.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7364.pdf)

29 Требования к качеству электроэнергии установлены Межгосударственным стандартом ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества



электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" (введен в действие Приказом Росстандарта от 22.07.2013 N 400-ст). Показатели и нормы качества электроэнергии приведены в разделе 4 ГОСТ 32144-2013.

30 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчет нагрузок ТП

Номер ТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (квар)	$S_{P0,4}$ (кВА)
4-3	150,3	30,98	153,46
4-4	318,4	77,93	327,80
4-5	128,7	26,18	131,34
4-6	107,1	21,94	109,32
4-8	183,8	37,8	187,65
4-12	116,66	25,49	119,41
4-13	121,0	27,82	124,16
4-18	94,6	19,8	96,65
4-19	453,4	149,07	477,28
4-21	337,7	274,51	435,34
4-23	160,4	32,96	163,75

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет коэффициентов загрузки ТП

Номер ТП	Количество трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора (кВА)	$K_{зф}$
4-3	1	0,96	<b><u>0,96</u></b>
4-4	1	0,82	0,82
4-5	1	0,82	0,82
4-6	1	0,68	0,68
4-8	1	1,17	<b><u>1,17</u></b>
4-12	1	0,75	0,75
4-13	1	0,78	0,78
4-18	1	0,97	<b><u>0,97</u></b>
4-19	1	1,19	<b><u>1,19</u></b>
4-21	2	400	0,54
4-23	1	1,02	<b><u>1,02</u></b>

ПРИЛОЖЕНИЕ В  
Выбор трансформаторов

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМГ- 160/10-У 1	2,1	4,0	0,46	2,45
ТМГ- 250/10-У 1	2,0	4,0	0,65	3,25
ТМГ- 630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6