

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: Реконструкция системы электроснабжения села Марково  
Благовещенского района Амурской области

Исполнитель

студент группы 942-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В. С. Бойченко

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасно-  
сти 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 Боиченко Владислава Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы внешнего электроснабжения села Марково Амурской области

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 789\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема электроснабжения 35/10 кВ Марково

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

1. Характеристика проектируемого района, расчеты нагрузок, расчеты токов КЗ, проверка аппаратов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) схема сети 10 кВ Марково, однолинейная схема 10 кВ Благовещенского района, однолинейная схема подстанции

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

7. Дата выдачи задания 03.04.23

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов

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

профессор, канд. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 03.04.23

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страниц, 11 рисунков, 29 таблиц, 30 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Актуальность выбранной темы ВКР заключается в реконструкции подстанции 35/10 кВ «Марково» возникла в связи с большим износом существующего оборудования для повышения надежности электроснабжения потребителей в районе ПС 35/10 кВ «Марково».

Целью является выявление причин потери электроэнергии и перебойной ее подачи, а также их устранение путем реконструкции подстанции и линий передачи электроэнергии к потребителям.

Выполнены следующие задачи: Произведен расчет электрических нагрузок потребителей ПС 35/10 кВ «Марково», Произведена реконструкция распределительной сети 10 кВ питающей потребителей. Проведена проверка вновь устанавливаемого и существующего оборудования на действие токов короткого замыкания. Рассчитана и оценена надежность системы электроснабжения после реконструкции, проверены вопросы промышленной безопасности и эко логичности.

По окончанию расчетов было выбрано оптимальное оборудование и схема внешнего электроснабжения потребителей.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

РЭС – район энергоснабжения;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЭП – электроприёмник;

ЭС – электроснабжение.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Энергоэкономическая характеристика района проектирования	9
2 Анализ существующей системы электроснабжения села Марково	11
2.1 Источники питания и их анализ	11
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП	11
2.3 Характеристика схемы электроснабжения села и ее анализ	13
2.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения	
Села Марково	13
3 Расчет электрических нагрузок	14
3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников	14
3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников	18
4 Низковольтное электроснабжение	19
4.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения	19
4.2. Определение расчетных мощностей на участках линий	19
4.3 Выбор площади сечений и количества линий	21
4.4 Расчет наружного освещения	25
5 Выбор ТП	27
5.1 Расчет электрических нагрузок ТП	27
5.2 Компенсация реактивной мощности	28
5.3 Выбор схемы и конструкции ТП	29
6 Разработка вариантов реконструкции системы внутреннего электроснабжения села Марково	32
6.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	33
6.2 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	35
6.3 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	37
6.4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	38
7 Расчет токов короткого замыкания	42

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	43
7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	48
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	54
8.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов	54
8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	56
8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	58
8.4 Выбор выключателей 10 кВ	60
9 Заземление и молниезащита	62
9.1 Выбор и проверка заземления на подстанции	62
9.2 Молниезащиты подстанции	69
10 Релейная защита и автоматика	72
10.1 Защита линий 10 кВ	72
10.2 Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ	76
10.3 Изоляция и защита от перенапряжений	77
11 Оценка надежности схемы	78
12 Безопасность и экологичность	83
12.1 Безопасность	83
12.1.2 Шум производственного оборудования	86
12.1.3 ЭМП промышленной частоты	87
12.1.4 Электробезопасность	88
12.2 Экологичность	89
12.2.1 Влияние ПС на атмосферу	89
12.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу	90
12.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	90
12.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора	93
12.3 Ситуации чрезвычайного характера	95
12.3.1 Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре	95
12.3.2 Требования пожарной безопасности к электроустановкам	98

12.3.3 Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения	98
Заключение	99
Библиографический список	100

## ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения должна обеспечивать гибкость к растущим электрическим нагрузкам, электрическую и экологическую безопасность, согласованный с потребителем уровень надежности электроснабжения, нормированное качество электроэнергии. Увеличение нагрузки потребителей, количество аварийных выключений, выработка нормативного ресурса, устаревшее оборудование – все это требует от системы внешнего электроснабжения населенного пункта реконструкции объектов по новым требованиям, с применением современного оборудования.

Цель выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения села Марково Благовещенского района Амурской области.

Актуальность темы выпускной квалификационной работы состоит в том, что электрические сети п. Маркова имеют большой износ и малую выдаваемую мощность ТП, в связи с чем подключить новых потребителей и обеспечить им надежное питание невозможно.

Для достижения цели выпускной квалификационной работы необходимо последовательно решить следующие задачи:

1. Провести характеристику села Марково
2. Провести анализ существующей системы электроснабжения села
3. Произвести расчёт электрических нагрузок
4. Разработать рациональную схему электроснабжения.

Предметом исследования в работе выступает система электроснабжения п. Марково.

Источниками информации служат справочники, специальная литература ГОСТы, инструкции.

Для решения вышеуказанных задач используются компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office Word 2007, Microsoft Office Visio, Microsoft Office Excel; Mathcad 15.

## 1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Амурская область – один из объектов Дальневосточного Федерального округа, столицей которого является город Благовещенск.

Площадь 3,1 тыс. км<sup>2</sup>. Граничит: на севере со Свободненским, на северо-востоке с Серышевским, на востоке с Белогорским, Ивановским и Тамбовским районами области. В данном субъекте Российской Федерации располагается поселок Марково примерно в 30 км выше областного центра города Благовещенск.

Марково имеет сложное геологическое строение, поскольку расположена в месте сочленения Сибирской и Китайской платформ. Горы и возвышенности занимают большую часть её современной территории.

Климат данной местности резко континентальный с муссонными чертами. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Все факторы климатообразования - солнечная радиация, атмосферная циркуляция, географические факторы - взаимодействуют, определяя особенности климата любой территории. Климат в первую очередь характеризуется температурами самых холодных и самых теплых месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяют изотермами. Годовая сумма осадков в районе высокая: в северо-восточных горных и восточных районах их количество колеблется от 900 до 1000 мм. Для всего региона характерен летний максимум осадков, что связано с муссонным климатом. В июне, июле и августе может выпадать до 70% годовой суммы осадков. Возможны колебания количества осадков. Так, летом при повышенном испарении увеличивается абсолютная и относительная влажность воздуха, а весной из-за сухости воздуха в основном испаряется снежный покров, что приводит к некоторому повышению уровня воды в реки весной.

Поселок расположен в близь с Благовещенской ЛЭП.

Численность села Марково по данным на 1 января 2023 года – 1497 человек.

На территории села имеются 1 средняя школа, в которой обучаются 152 человека.

К электроприемникам I категории отнесены электроприемники лечебных учреждений, котельные, водопроводные насосные станции.

К электроприемникам II категории отнесены жилые дома с электропищеприготовлением, учреждения общественно-коммунального характера, детские и школьные учреждения, ТП и РП с суммарной нагрузкой 400-10000 кВ·А и др.

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

## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА МАРКОВО

### 2.1 Источники питания и их анализ

Основными питающими подстанциями является ПС 35/10 кВ Марково, ПС 35/10 кВ Индустрия и ПС 35/10 Совхозная. Которые в свою очередь питаются от системообразующих центров 35/10 кВ Благовещенской. И в зависимости от нормальной схемы распределения потоков мощности питается или от одной подстанции или от другой.

### 2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов, существующих ТП

Конструктивно ТП выполнены как в металлическом корпусе, так и в бетонном корпусе. Также присутствует некоторое количество мачтовых подстанций. Перечень ТП и существующие номинальные мощности ТП представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень ТП подключенных к ПС 35/10 кВ Марково

Наименование	Мощность	Данные контрольных замеров
22-1	250	186,3
22-2	400	398,4
22-3	160	121,8
22-4	160	109,9
22-5	250	221,7
22-6	400	351,8
22-10	250	198,2
22-15	250	213,8
22-16	160	140,2
22-17	630	503,4
22-20	250	198,2

Как видно из таблицы в данном районе разброс величин мощности очень высок, что подтверждается расчётом коэффициента фактической загрузки силовых трансформаторов.

Фактическая нагрузка силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$K_{з.ф} = \frac{S_{факт}}{n \cdot S_{ном.тр.}}, \quad (1)$$

где  $S_{факт}$  – фактическая нагрузка трансформаторов по данным контрольных замеров, кВА;

$n$  – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

$S_{ном.тр.}$  – номинальная мощность установленного силового трансформатора, кВА.

$$K_{з.ф}(22 - 1) = \frac{186,3}{250} = 0,74 ,$$

Фактическую нагрузку остальных силовых трансформаторов сведем в таблицу:

Таблица 2 – Фактическая нагрузка силовых трансформаторов

Наименование	Фактическая нагрузка силовых трансформаторов
22-1	0,74
22-2	0,99
22-3	0,76
22-4	0,68
22-5	0,89
22-6	0,86
22-10	0,79
22-15	0,85
22-16	0,93
22-17	0,84
22-20	0,78

### **2.3 Характеристика схемы электроснабжения поселка и ее анализ**

Схема Марковской сети 10 кВ достаточно разнообразна, имеется большое количество отводов от основной фидерной линии, что связано с большой группировкой потребителей. В основном фидеры выполняются из неизолированного провода переменного тока сечением 35-50 мм<sup>2</sup>, что совершенно недостаточно для токовых нагрузок. Технологическое присоединение выполняется изолированным проводом СИП-3 сечением 50-95 мм<sup>2</sup>. Соответственно головная часть, выполненная из провода АС 35-70, не превышает допустимых нагрузок. Линия в основном построена на железобетонных опорах со стеклянной и керамической изоляцией.

### **2.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения села Марково**

В связи с чрезмерным износом существующего оборудования и постоянной застройкой, и расширением поселка возникла ситуация с неравномерным распределением питающего фидера и частей отводов от него, что приводит к увеличению потерь электроэнергии, частые потери высокого напряжения в линии из-за отключения потребителей. Силовые трансформаторы загружены неравномерно, что подтверждает расчет фактического коэффициента загрузки силовых трансформаторов.

## 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 3.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников

Сбор электрических нагрузок населенного пункта заключается в определении энергопотребления того или иного потребления, при этом важно оценить, что нагрузка подключена к сети, т.е. ее тип. Потому что дальнейший выбор силовых трансформаторов зависит от пересечения питающих линий. Марково собирают в основном в частных домах, дачах и в немногочисленных жилых домах с небольшой долей производственной нагрузки. Детализация и ремонт сети 0,4 кВ будет производиться в районе ТП, подключенной к №22-15 Х/Н. К данному ТП подключены частные дома и есть заявки на технологическое присоединение.

Расчет ведется на основании инструкции по проектированию городских электрических сетей, которая распространяется как вновь сооружаемые, так и на реконструируемые электрические сети городов и поселков городского типа до и выше 1 кВ.

Расчетная электрическая нагрузка домов  $P_{кв}$ , кВт определяется по формуле:

$$P_p = P_{кв} + k_y P_c, \quad (2)$$

где  $P_{кв}$  - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_c$  - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$k_y$  - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников,  $k_y = 0,9$ .

Расчетную реактивную мощность жилого дома  $Q_p$ , кВар, определяется следующим образом:

$$Q_p = P_{кв} \cdot tg\varphi + k_y(P_{р.л} \cdot tg\varphi + P_{ст.у} \cdot tg\varphi), \quad (3)$$

где  $tg\varphi$  - коэффициенты реактивной мощности;

$P_{кв}$ . - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_{р.л}$  - мощность лифтовых установок зданий, кВт (в нашем случае отсутствуют);

$P_{ст.у}$  - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников)  $S_p$ , кВА, определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (4)$$

где  $P_p$  - расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВт;

$Q_p$  - расчетная реактивная мощность жилого дома, квар.

Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения.

Достаточно часто рассматриваемые учреждения располагаются в жилых домах. В результате нагрузка на вводе в жилой дом в этом случае определяется:

$$P_{ж.д.общ} = P_{ж.д.} + K_{н.м.} P_{общ}, \quad (5)$$

где  $P_{ж.д.общ}$  - расчетная электрическая нагрузка жилого здания, в которое встраивается учреждение;

$P_{общ}$  - расчетная нагрузка учреждения, встроенного в жилой дом;

$K_{н.м.}$  - коэффициент участия максимума нагрузки встроенного предприятия в максимуме нагрузки жилого дома.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.

Согласно справочной информации расчетная электрическая нагрузка общественного здания  $P$ , кВт, определяется:

$$P = P_{уд} \cdot m, \quad (6)$$

где  $P_{уд}$  - удельная нагрузка здания:

- для предприятий торговли, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи, кВт/м<sup>2</sup>;

- для учреждений образования, предприятий общественного питания и коммунально-бытового обслуживания, клубов, больниц и т.п., кВт/место;

- для прачечных, кВт/кг вещей;

$m$  - соответственно:

- площадь, м<sup>2</sup>;

- количество мест, место;

- масса вещей, кг.

Расчетная реактивная мощность здания  $Q_p$  кВар, определяется по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi; \quad (7)$$

где  $P_p$  - расчетная электрическая нагрузка общественного здания, кВт;

$tg\varphi$  - коэффициент мощности общественного здания.

Укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности общественных зданий для ориентировочных расчетов принимаем по справочнику.

Для современных домов (коттеджей) учитывая повышенные комфортные условия жизни, будем считать, что в каждом доме стоит электроплита и водонагреватель, а также другая современная техника. Нагрузку на вводе в коттедж примем равной 7,5 кВт. Нагрузку домов будем по мере расчетов распределять по трансформаторным подстанциям.

Потребители, подключенные к ТП № 22-15 X/Н, это частные дома значит для одного дома нагрузка будет равна:

$$P_{р.ж.д.} = 7,5 + 0,9 \cdot 7 = 13,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 13,8 \cdot 0,2 = 2,76 \text{ кВар};$$

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{Q_{р.ж.д.}^2 + P_{р.ж.д.}^2} = \sqrt{2,76^2 + 13,8^2} = 14,1 \text{ кВА}.$$

На данный момент к ТП подключено 8 жилых домов, тогда итоговая мощность будет равна:

$$S_{р.ж.д.ТП\ 22-1\frac{x}{н}(коттеджи)} = 14,1 \cdot 8 = 112,8 \text{ кВА};$$

$$S_{р.ж.д.ТП\ 22-1\ x/н\ общая} = 112,8 + 89 = 201,8 \text{ кВА}.$$

Сведем все расчёты в таблицу 3 для выяснения общей существующей нагрузки:

Таблица 3 – Расчет жилой нагрузки

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников	$P_p$ , кВт	$\operatorname{tg}\varphi$	$Q$ , кВар	$S$ , кВА
1	2	3	4	5	6
Частные дома(Коттеджи)	75	13,8	0,2	2,76	14,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
КФХ Арокелян	2	192	0,31	59,52	201,01
Магазин	8	21	0,75	15,75	26,25
Школа	1	12,5	0,33	4,125	13,2
Гаражи	7	17	0,8	13,6	21,8
Административные здания	2	10	0,57	5,7	11,5
Баня	1	23	0,2	4,6	23,46

Как видно из таблицы, основную нагрузку представляют из себя коммунально-бытовые потребители (коттеджи).

Распределим нагрузку по существующим трансформаторным подстанциям. Исходя из того, что в существующем законодательстве в России достаточно затруднительно произвести дополнительный выбор земельных участков, трансформаторные подстанции, места их расположения и количество оставим без изменения.

### **3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников**

При реконструкции, помимо существующей нагрузки, следует увеличить будущую нагрузку, а также заменить старые опоры ЛЭП на прочные железобетонные опоры и увеличить сечение линий. Ожидаемый рост нагрузки в основном связан с пристройкой новых жилых домов на трансформаторных подстанциях X/0,4 кВ или увеличением нагрузки в существующих зданиях.

Согласно данным о технологическом присоединении, в данном районе, планируется строительство 8 новых сооружений, из которых 3 уже на стадии завершения. Тем самым нас ожидает рост нагрузки в размере:

$$S_{p.ж.д.} = 14.1 \cdot 32 = 451,2 \text{ кВА.}$$

## 4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

### 4.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения

Сети 0,4 кВ трехфазные, четырехпроводные. В основном применяется радиальная схема распределения от маломощных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Нулевой провод заземляется в ТП 10/0,4 кВ и в конце каждой ответвления или линии протяженностью более 200 м или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ответвления, к которым подключается нагрузка. .

Потребители относятся ко II и III категориям надежности электроснабжения.

Основным принципом построения распределительной сети 0,4 кВ для электроприемников второго разряда является совмещение схем цепей, обеспечивающих двустороннюю подачу электроэнергии потребителям. При этом линии в тупиковых цепях могут быть подключены к одному или разным потребителям..

Для жилых домов с электропечами, административных зданий, учебных заведений предусмотрены два ввода ВРУ, обеспечивающие резервное электроснабжение при отключении одного из вводов.

### 4.2. Определение расчетных мощностей на участках линий

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер энергопотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что пики нагрузки не потребляются одновременно. При расчете нагрузок нужно учитывать этот фактор во избежание бессмысленного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимальной нагрузке

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по

отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами.

$$P_{р.л.} = P_{зд.мах} + \sum_l^n k_{yi} \cdot P_{зди} , \quad (8)$$

где  $P_{зд.мах}$  - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зди}$  - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

$k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов (квартир и силовых электроприемников,

$$Q_{р.л.} = Q_{зд.мах} + \sum_l^n k_{yi} \cdot Q_{зди} , \quad (9)$$

где  $Q_{зд.мах}$  – наибольшее значение реактивной нагрузки здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$Q_{зди}$  – расчетная реактивная нагрузка других зданий, питаемых по линии, кВт;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий или жилых домов.

Необходимо определить расчетную электрическую нагрузку для линии №1 питаемой от ТП № 22-15 х/н рисунок 2.

Расчетная электрическая нагрузка равна

$$P_{р.л.} = 13,8 + 3 \cdot 0,6 \cdot 13,8 = 38,64 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.л.} = 2,76 + 3 \cdot 0,6 \cdot 2,76 = 7,728 \text{ кВар};$$

$$S_{р.л.} = \sqrt{P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2} = 39,41 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета по остальным линиям 0,4кВ приведены в таблице 4

Таблица 4 – Расчетные нагрузки линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	S, кВА	ТП	№ кабеля	S, кВА
22-1	1	39,41	22-10	1	141,3
	2	64,74		2	164,2
	3	97		3	171,1
22-17	1	141,8		4	97,6
				5	26,1
22-2	1	52,1	22-15	1	68,1
	2	24,9		2	62,2
	3	25,1		3	62,2
	4	201,4		4	103,2
	5	26,4		5	59,7
	6	41,3			
22-3	1	261,9	22-16	1	18,9
	2	161,5		2	71,6
22-5	1	81,7		3	48,7
	2	116,6		4	57,2
	3	27,5		5	17,4
22-4	1	47,1	22-20	1	24,4
	2	51,1		2	23,4
	3	23,8		3	157
	4	41,8	22-6	1	128,1
	5	67,4		2	74,1

### 4.3 Выбор площади сечений и количества линий

В этой выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция сети 0,4 кВ с использованием изолированного провода СИП. Преимущества провода СИП в сравнении с неизолированными проводами следующие:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубки просек;
- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;
- возможность использования действующих опор и опор меньшей высоты для новых линий;

– сокращение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, замены поврежденных изоляторов, сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;

– безопасность обслуживания - отсутствие риска поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением;

– возможность работы под напряжением, простота ремонтов;

– практическая невозможность короткого замыкания между фазами и нулевым проводом или на землю;

– меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;

– безопасность работ вблизи линий с СИП;

– снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления – 0,1 Ом/км (0,35 Ом/км – голый провод);

– возможность прокладки по фасадам зданий;

– возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 10 кВ.

Сечение проводов вдоль магистрали ВЛ согласно ПУЭ [п. 2.4.16] следует выполнять постоянным. На ВЛ отходящих от одной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, следует предусматривать не больше двух-трех сечений.

По условиям механической прочности на магистралях ВЛ, на линейном ответвлении от ВЛ и на ответвлениях к вводам следует применять провода с минимальными сечениями:

– магистраль, линейные ответвления выполняются сечением не менее 50 мм<sup>2</sup>;

– ответвление к вводам выполняется сечением не менее 16 мм<sup>2</sup>.

Используя расчетную нагрузку головного участка каждой линии, определяем максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме:

$$I_{р.л.} = \frac{S_{р.л.} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{л}}, \quad (10)$$

где  $S_{р.л}$  - расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{л}$  - номинальное напряжение, кВ.

Производим выбор сечения неизолированного алюминиевого провода по условию нагрева  $I_{р.л} \leq I_{дл.доп}$ , где  $I_{дл.доп}$  - длительно допустимая токовая нагрузка на провод выбранного сечения.

Для воздушных линий электропередач 0,4 кВ будем использовать провода СИП 2А. Отличие данного провода от остальных заключается в наличии изолированной несущей нейтрали.

Определим расчетный ток для линии №1 питаемой от ТП № 22-15 х/н:

$$I_{р.л.} = \frac{39,41 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 56,9 \text{ А.}$$

Принимаем сечение 3x16+1x25 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 100 А.

Выбранные сечения по остальным линиям приведены в таблице 6.

Таблица 5 – Расчетные нагрузки, сечение линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$S_{р.л}$ , кВА	$I_{р.л}$ , А	Число и сечение фазных и нулевой несущей жил, шт. × мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А
1	2	3	4	5	6
22-1	1	39,41	56,95	3x16+1x25	100
	2	64,74	93,55	3x50+1x70	195
	3	97	140,17	3x50+1x70	195
22-17	1	144,8	209,25	3x95+1x95	300
22-2	1	52,1	75,29	3x16+1x25	100
	2	24,9	35,98	3x16+1x25	100
	3	25,1	36,27	3x16+1x25	100
	4	201,4	291,04	3x120+1x96	340
	5	26,4	38,15	3x16+1x25	100
	6	41,3	59,68	3x16+1x25	100
22-3	1	261,9	378,47	3x240+1x96	515
	2	161,5	233,38	3x95+1x95	300
22-5	1	81,7	118,06	3x50+1x70	195
	2	116,6	168,50	3x50+1x70	195
	3	27,5	39,74	3x16+1x25	100
22-4	1	47,1	68,06	3x16+1x25	100
	2	51,1	73,84	3x16+1x25	100
	3	23,8	34,39	3x16+1x25	100
	4	41,8	60,40	3x16+1x25	100
	5	67,4	97,40	3x50+1x70	195

1	2	3	4	5	6
22-10	1	141,3	204,19	3×95+1×95	300
	2	164,2	237,28	3×95+1×95	300
	3	171,1	247,25	3×95+1×95	300
	4	98,6	142,49	3×50+1×70	195
	5	26,1	37,72	3x16+1x25	100
22-15	1	68,1	98,41	3×50+1×70	195
	2	61,2	88,44	3x16+1x25	100
	3	61,2	88,44	3x16+1x25	100
	4	103,2	149,13	3×50+1×70	195
	5	59,7	86,27	3x16+1x25	100
22-16	1	18,9	27,31	3x16+1x25	100
	2	71,6	103,47	3×50+1×70	195
	3	48,7	70,38	3x16+1x25	100
	4	57,2	82,66	3x16+1x25	100
	5	17,4	25,14	3x16+1x25	100
22-20	1	23,4	33,82	3x16+1x25	100
	2	23,4	33,82	3x16+1x25	100
	3	151	218,21	3×95+1×95	300
22-6	1	124,1	179,34	3x35+1x70+1x25	240
	2	76,1	109,97	3×50+1×70	195

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения. Напряжения у потребителей определяется при знании напряжения на шинах источника и рассчитав потери напряжения.

. Согласно ГОСТ 32144-2013: «положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % от номинального».

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% , \quad (11)$$

где  $I$  - рабочий максимальный ток;

$L$  - длина линии, км;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение, кВ;

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Рассчитаем потерю напряжения на ТП № 22-15 х/н на линии № 1:

$$\Delta U_{\text{ТПЗЗ-вл1}} = \frac{56.95 \cdot 0,48 \cdot \sqrt{3}}{380} * (0,162 * 0,97 + 0,07 * 0,25) * 100\% = 2.2\%.$$

Потери напряжения и суммарные потери электроэнергии по линиям 0,4 кВ приведены в следующей таблице 7.

Таблица 6 – Потери напряжения, мощности и электроэнергии по линиям 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	I <sub>р.л</sub> , А	ΔU, %	ТП	№ кабеля	I <sub>р.л</sub> , А	ΔU, %
22-1	1	56,95	2,2	22-10	1	204,19	3,34
	2	93,55	4,37		2	237,28	3,47
	3	140,17	4,76		3	247,25	4,76
22-17	1	209,25	4,08		4	142,49	4,3
22-2	1	75,29	2,14	5	37,72	3,98	
	2	35,98	4,76	22-15	1	98,41	4,81
	3	36,27	4,76		2	88,44	4,76
	4	291,04	4,3		3	88,44	4,3
	5	38,15	3,98		4	149,13	3,98
	6	59,68	4,81		5	86,27	4,44
22-3	1	378,47	1,02	22-16	1	27,31	3,98
	2	233,38	0,73		2	103,47	4,76
22-5	1	118,06	4,21	3	70,38	4,3	
	2	168,50	4,81	4	82,66	3,98	
	3	39,74	4,35	5	25,14	4,81	
22-4	1	68,06	4,76	22-20	1	33,82	1,02
	2	73,84	4,76		2	33,82	3,34
	3	34,39	4,3		3	218,21	3,47
	4	60,40	3,98	22-6	1	179,34	4,54
	5	97,40	4,81		2	109,97	3,01

#### 4.4 Расчет наружного освещения

Расчет освещения улиц в сельских населенных пунктах, для реконструируемых сёл, где поселковые дороги и улицы с покрытием простейшего типа производится по удельной нагрузке на 1 км освещаемой поверхности. Норма средней освещенности равняется 4 лк, ширина проезжей части равняется 5-7 м, высота подвеса светильника 8,5 м. Используем рекомендуемые светильники РКУ-250 с лампами ДРЛ мощностью 250 Вт.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется по выражению:

$$P_{ос} = P_{ос.уд} \cdot l, \quad (12)$$

где  $P_{ос.уд}$  - удельная мощность, для освещения сельских улиц принимаем 6 кВт/км;

$l$  - длина, км.

Расчет освещения сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет уличного освещения

№ ТП	Длина участка, км	Удельная нагрузка, кВт/км	Нагрузка освещения улиц, кВт
22-1	0,9	6	5,4
22-17	0,4	6	2,4
22-2	1,1	6	6,6
22-3	0,7	6	4,2
22-5	0,8	6	4,8
22-4	0,5	6	3
22-10	1,2	6	7,2
22-15	1,6	6	9,6
22-16	0,87	6	5,22
22-20	0,64	6	3,84
22-6	0,8	6	4,8

## 5 ВЫБОР ТП

### 5.1 Расчет электрических нагрузок ТП

Электрические сети сельскохозяйственного назначения характеризуются потребителями как групповыми, так и отдельными потребителями. Определим электрические нагрузки на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций с учетом соответствующих добавок к максимальной нагрузке по формуле (4).

Согласно методике, описанной в методических указаниях по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения, [18] произведем расчет суммарной нагрузки на шинах подстанций.

$$P_{ТП} = P_{rmax} + \sum p_{добi}, \quad (13)$$

$P_{rmax}$  - максимальная мощность суммируемых нагрузок, кВт;

$p_{добi}$  - добавка к большей слагаемой нагрузке, согласно источнику [6].

Если для участков линий 0,38 кВ присоединенные к ним потребители разнородны (например, жилые дома и производственные объекты) или нагрузки на вводах к этим потребителям различаются более чем в 4 раза, то суммирование рекомендуется проводить с помощью данных табл. 54.12, [6]. При этом к большей из двух слагаемых нагрузок прибавляется надбавка  $\Delta P$  от меньшей.

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП № 22-15 х/н. Согласно данным таблицы 6 расчётная нагрузка трансформаторной подстанции проходит по одной линии, которая питает несколько коттеджей. Зная результирующую нагрузку на отходящей от ТП линии умножим её на коэффициент перспективного роста нагрузок, принимаемый равным 3,2 % от существующей нагрузки:

$$S_{ТП22-1 п.} = S_{ТП22-1 сущ.} \cdot 3,2\%; \quad (14)$$

$$S_{ТП22-1р.} = 201,15 \cdot 3,2\% = 207,6 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета остальных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет нагрузки, приведенный к шинам ТП

№ ТП	$S_{р.л.}$ , кВА
22-1	207,6
22-17	149,4
22-2	383,1
22-3	436,9
22-5	233,1
22-4	238,6
22-10	620,5
22-15	364,7
22-16	220,6
22-20	204,1
22-6	206,6

## 5.2 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности направлена в основном на экономию при эксплуатации распределительных сетей и одновременно на улучшение качества напряжения.

Как видно из приведенной выше таблицы 2, коэффициент мощности объектов не превышает значения нормируемого в приказе Минэнерго России № 380 от 05.05.2015 г. (для электрической сети 0,4кВ  $\text{tg}(\varphi)=0,35$ ), за исключением насосных станций, где  $\text{tg}(\varphi)=0,75$ .

Согласно [п.6.34] «для местных и центральных насосных, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, компенсация реактивной нагрузки не требуется, если в нормальном режиме работы расчетная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 квар», следовательно, компенсация реактивной нагрузки не требуется.

### 5.3 Выбор схемы и конструкции ТП

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

В системах электроснабжения используются одно- и двухтрансформаторные подстанции. Использование трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и увеличивает годовые эксплуатационные расходы.

Однотрансформаторные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ применяются для питания нагрузок, допускающие перерыв в электроснабжении на срок необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента, а также для питания электроприемников II категории при наличии складского резерва трансформаторов или при условии резервирования мощности на вторичном напряжении.

Поскольку энергопринимающие устройства рассматриваемого района относятся ко II и III категориям надежности электроснабжения, будем реконструировать сеть с применением двух- и однотрансформаторных трансформаторных подстанций.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП № 22-15 х/н:

$$S_{PT1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}; \quad (15)$$

$$S_{ТП\ 22-15} = \frac{207,6}{2 \cdot 0,7} = 148,3 \text{ кВА},$$

где  $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_T$ - число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$  - коэффициент загрузки трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:  $K_3=0,7$  а для одно-трансформаторных подстанций  $K_3=0,85$ .

Номинальная мощность выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность больше расчётной. Выбираем силовые трансформаторы 100 кВА.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в двух режимах: нормальном и послеаварийном режиме, для ТП 22-15х/н:

$$K_{з.норм.} = \frac{S_p}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}; \quad (16)$$

$$K_{з.норм.} = \frac{207,6}{2 \cdot 250} = 0,41;$$

$$K_{з.ПА.} = \frac{S_p}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}; \quad (17)$$

$$K_{з.ПА.} = \frac{207,6}{1 \cdot 250} = 0,83 \leq 1,4.$$

Коэффициент загрузки в аварийном режиме, как и в нормальном соответствует норме.

Выбираем трансформаторы типа: ТМ-250/10

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

ТП	Устанавливаемые трансформаторы	Sp. кВА	Кз норм	Кз ПА
22-1	ТМ – 250/10	207,6	0,5	0,5
22-17	ТМ - 630/10	149,4	0,6	0,6
22-2	ТМ - 250/10	383,1	0,3	0,61
22-3	ТМ - 250/10	436,9	0,35	0,7
22-5	2 x ТМ - 400/10	233,1	0,6	0,6
22-4	ТМ - 400/10	238,6	0,3	0,6
22-10	ТМ - 250/10	620,5	0,5	0,98
22-15	ТМ - 400/10	364,7	0,46	0,91
22-16	2 x ТМ - 250/10	220,6	0,44	0,9
22-20	ТМ - 160/10	204,1	0,52	0,52
22-6	ТМ - 250/10	206,6	0,51	0,51

Таблица 10 - Параметры выбранных трансформаторов 10/0,4 кВ

Марка	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %
ТМ - 400/10	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ - 400/10	1,45	5,5	4,5	2,1

## 6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА МАРКОВО И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

Схемы электрических сетей должны обеспечить необходимую надежность электроснабжения, надлежащее качество энергии у приемников, практичность и безопасность эксплуатации сети, возможность для подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно этому методу для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается самый оптимальный вариант конфигурации.

Рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

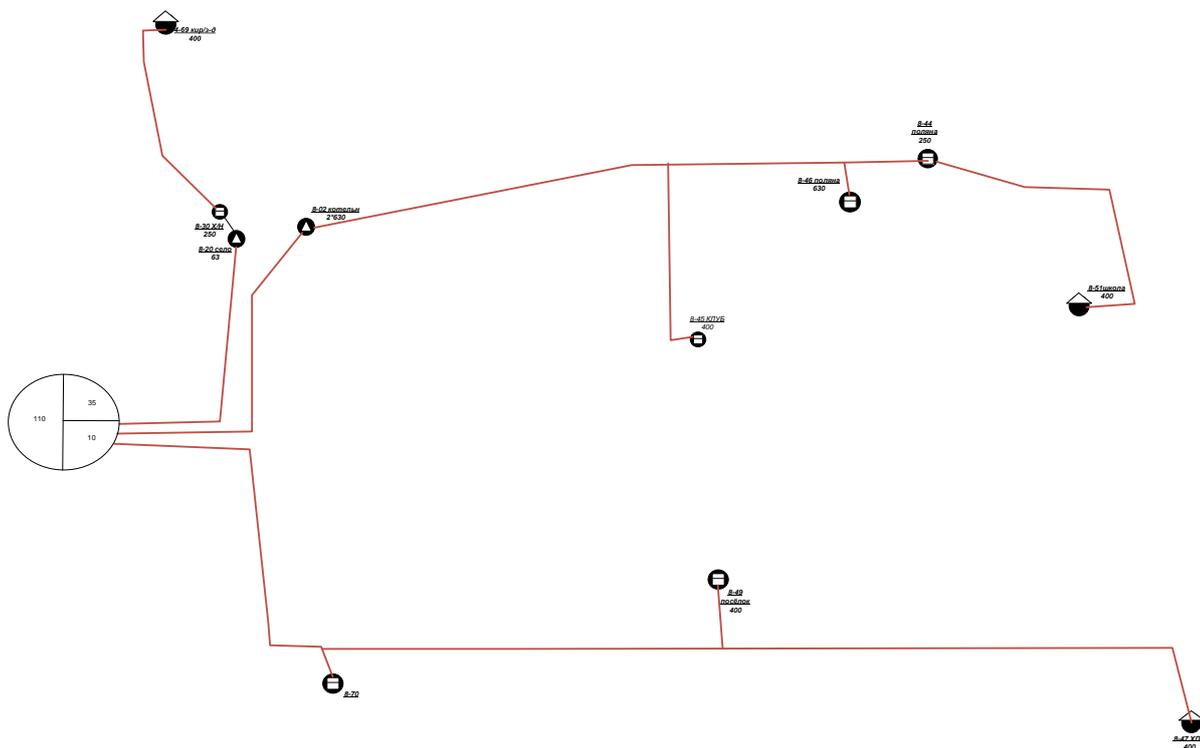


Рисунок 1 – первый вариант конфигурации сети

В первом варианте реконструкции электрической сети предусматривает надежное электроснабжение потребителей III категории. При этом потребители III категории надежности будут обесточены только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

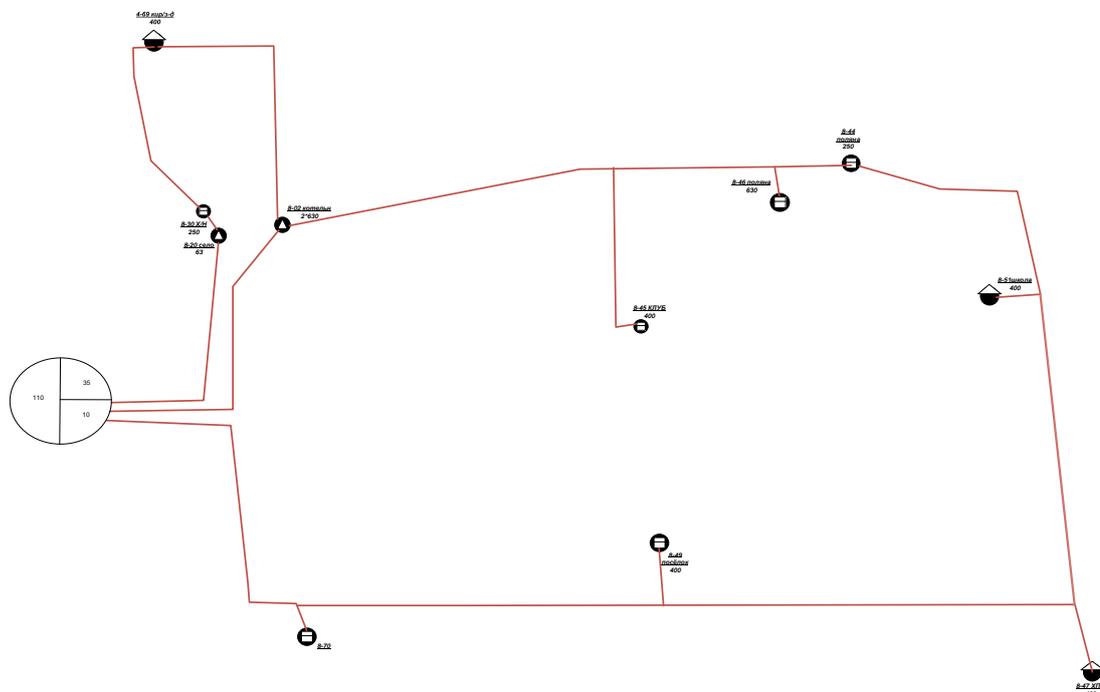


Рисунок 2 – второй вариант конфигурации сети

Во втором варианте реконструкции электрической сети рассматривается применение кольцевой схемы для питания всех потребителей поселка Марково. Наличие такой схемы позволяет в случае КЗ на нескольких линиях оставлять в работе большую часть потребителей.

Для выбора оптимального варианта реконструкции электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов.

### **6.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП**

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [таб. 2.4.1].

Для определения электрических нагрузок сетей 10(6) кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в

силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери – это технические потери в обмотках трансформатора, они зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода - это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_{ТП}}{S_{трном}} \right)^2 ; \quad (18)$$

$$\Delta Q_T = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100} , \quad (19)$$

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

$\Delta P_{xx}$ - потери активной мощности на холостом ходу, [таб. п.5.20 с.376];

$I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$U_{к\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$S_{трном}$  – номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП № 20-15 село:

$$\Delta P_T = 1,05 + 3,7 \cdot \left( \frac{149,4}{250} \right)^2 = 2,77 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta Q_T = \frac{4,5 \cdot 149,4^2}{100 \cdot 250} + \frac{2,3 \cdot 250}{100} = 10,9 \text{ кВар}.$$

Суммарная мощность трансформаторной подстанции, выведенная на высшую сторону, будет суммой нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{ТП} = \sqrt{(P_{р.ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{р.ТП} + \Delta Q_T)^2}; \quad (20)$$

$$S_{ТП} = \sqrt{(118,5 + 2,76)^2 + (91 + 10,9)^2} = 159,7 \text{ кВт.}$$

Расчитанные полные мощности остальных трансформаторных подстанций, приведенные к высокой стороне представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	S <sub>ТП</sub> , кВА
22-1	227,6
22-17	159,7
22-2	389,3
22-3	441,2
22-5	239,4
22-4	247,2
22-10	627,4
22-15	373,3
22-16	231,9
22-20	218,9
22-6	217,1

## 6.2 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения линий напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии для второго варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 1.

Определяем расчётный ток, на головном участке :

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (21)$$

где  $S_p$  – полная мощность линии, кВА;

$U_H$  – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность, протекающая по линии, определяется суммированием полных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$S_{pф1} = S_{ТП22-15} = 373,3 \text{ кВА}; \quad (22)$$

$$I_p = \frac{373,3}{10 \cdot \sqrt{3}} = 21,5 \text{ А.}$$

Производим выбор сечения самонесущих изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_p, \quad (23)$$

где  $I_{дл.доп}$  - длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Для обеспечения соответствующего уровня надежности работы ВЛ 6-10 кВ СИП по условиям механической прочности провода в зависимости от климатических условий, как правило, применяют провода сечением не менее указанных в [табл. 2.9.8], где:

- на магистрали ВЛ принимаем сечение провода не менее 70 мм<sup>2</sup>;
- на ответвлении от магистрали ВЛ не менее 50 мм<sup>2</sup>.

Так как нагрузка сравнительно небольшая для магистральных участков и для ответвлений выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 50 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током  $I_{дл.доп} = 245 \text{ А}$ .

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	Iдоп, А	Iр, А
1	2	3	4	5	6	7	8
Ф-1							
ПС	22-1	0,3	16	0,82	0,19	100	44,9
22-1	22-17	0,08	16	0,82	0,19	100	35,7
22-17	22-2	1,21	16	0,82	0,19	100	22,5
Ф-2							
ПС	22-3	0,3	25	0,71	0,22	150	109,8
22-3	22-5	0,478	16	0,71	0,19	100	88,3
22-5	22-16	0,22	16	0,82	0,19	100	74,4
22-4	22-4	0,1	16	0,82	0,19	100	38,2
22-10	22-10	0,3	16	0,82	0,19	100	25,5
Ф-3							
ПС	22-20	0,13	16	0,82	0,19	100	40,2
22-20	22-6	1,08	16	0,82	0,19	100	26,8
22-6	22-15	0,94	16	0,82	0,19	100	12,6

Таблица 13 - Длины и сечения вариантов реконструкции

Сечение, мм <sup>2</sup>	l, км
<b>1 Вариант</b>	
25	0,3
16	4,84
<b>2 Вариант</b>	
25	1,28
16	4,02

### 6.3 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения до наиболее удаленной трансформаторной подстанции не должно превышать  $\pm 5\%$ .

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% ; \quad (24)$$

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

$I_p$  - расчетный ток, протекающий по участку линии;

$l$  - длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения первого варианта для участка между ПС и ТП 22-15 фидера 1:

$$\Delta U_{22-1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 44,9 \cdot 0,3}{10 \cdot 10^3} \cdot (0,82 \cdot 0,98 + 0,19 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,2 \%$$

Результаты расчетов потери напряжения для других участков первого варианта приведены в следующей таблице:

Таблица 14 – Потери напряжения ВЛ 10 кВ

№ нач	№ кон	l, км	дU, %
Ф-1			
ПС	22-1	0,3	0,2
22-1	22-17	0,08	0,1
22-17	22-2	1,21	0,4
Ф-2			
ПС	22-3	0,3	0,1
22-3	22-5	0,478	0,5
22-5	22-4	0,22	0,6
22-4	22-10	0,1	0,2
22-10	22-15	0,3	0,1
Ф-3			
ПС	22-16	0,13	0,1
22-16	22-20	1,08	0,4
22-20	22-6	0,94	0,2

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

#### **6.4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети**

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности. Так как па-

раметры ТП в двух вариантах внешнего электроснабжения одинаковые. То сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 15 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа [5]:

Таблица 15 – Стоимость проводов СИП-3 и его монтажа

Сечение, мм <sup>2</sup>	к <sub>0</sub> , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
25	129,492	47
16	105,624	41

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм <sup>2</sup>	l, км	К, тыс. руб.
<b>1 Вариант</b>		
25	0,3	52,95
16	4,84	705,8
<b>Всего:</b>		<b>758,7</b>
<b>2 Вариант</b>		
25	1,28	225,9
16	4,02	586,2
<b>Всего:</b>		<b>812,2</b>

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э + И_{\Delta W} , \quad (25)$$

где  $И_a$  - среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$  - суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{\Delta W}$  - затрат на технологический расход электроэнергии.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (26)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы, для СИП принимается  $T_{сл}=15$ .

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_э = a_э \cdot K, \quad (27)$$

где  $a_э$  – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,  
 $a_э=0,85\%$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{дw} = C_0 \cdot DW, \quad (28)$$

где  $C_0$  - удельная стоимость потерь электроэнергии  $C_0=1974,24$  руб/МВт·ч,  
 $DW$  - потери электроэнергии в сети.

Таблица 17 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
$I_a$ , тыс. руб.	50,6	54,2
$I_э$ , тыс. руб.	644,9	690,3
$I_{дw}$ , тыс. руб.	148,13	150,57
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	843,63	895,07

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по формуле:

$$З_{сп.г} = E \cdot K + I, \quad (29)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования  $E = 0,1$ ;

$K$  – капитальные вложения;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$Z_{cp.r1} = 919,5$  тыс. руб.

$Z_{cp.r2} = 976,29$  тыс. руб.

Затраты вариантов двух конфигурации отличаются на 5%, поэтому выбираем первый вариант.

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на термическую и электродинамическую стойкость, а коммутационные аппараты – на способность к коммутации. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать метод расчета токов КЗ и выбора электрооборудования.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 10 кВ ПС Марково;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

При определении токов КЗ используют один из двух методов:

– метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);

– метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В дипломном проекте расчет токов КЗ произведен с помощью метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например, 100 МВА.

## 7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для расчета токов КЗ непосредственно составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

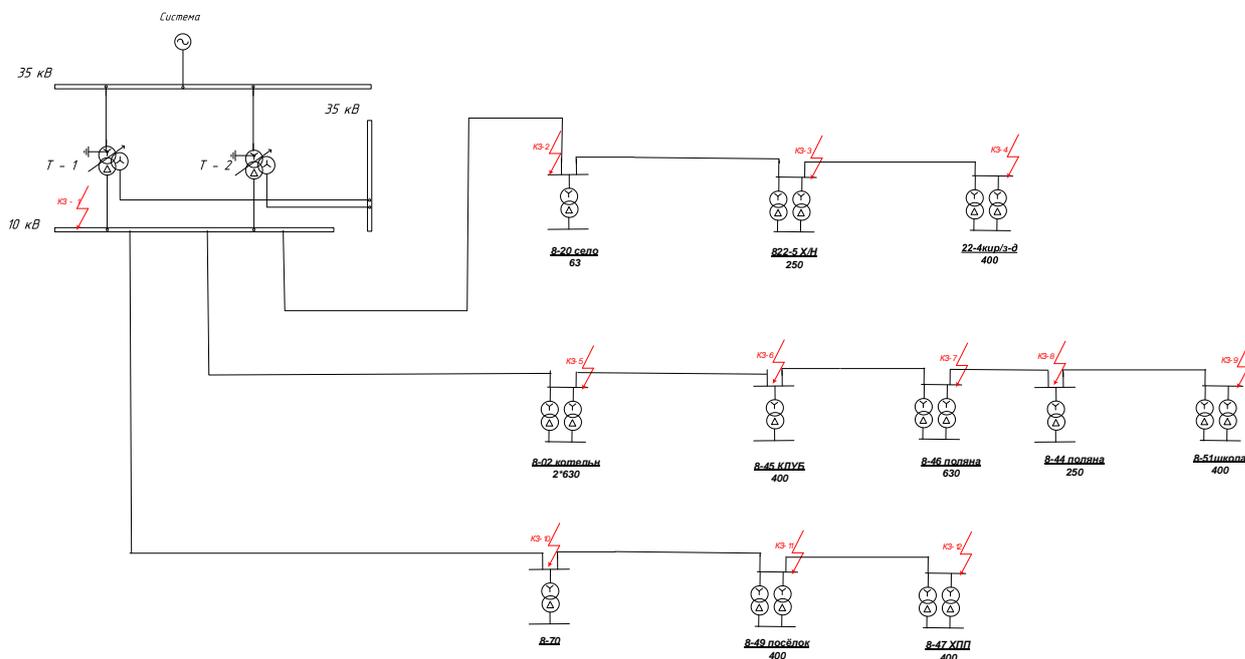


Рисунок 3 – Расчётная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме делаем электрическую схему замещения, где все электромагнитные связи заменены на электрические. На рисунке приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 1.

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного  $U$  принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ:  $U_1=10$  кВ

Базисная мощность принимается:  $S_{\text{баз}}=100$  МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_{\text{б1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б1}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 7,8} = 7,4 \text{ кА}; \quad (30)$$

$$S_{\text{С*}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{С}} \cdot I_{\text{КЗ}}}. \quad (31)$$

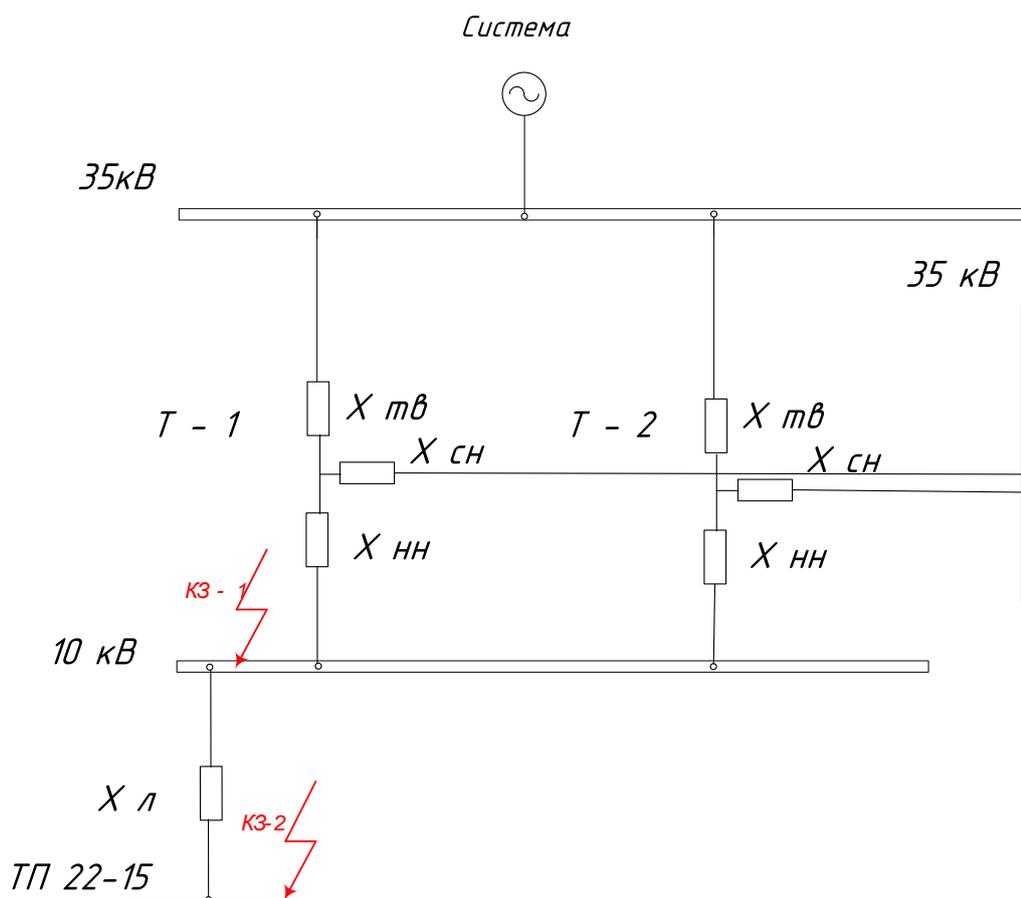


Рисунок 4 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 7,8} = 0,07 \text{ о. е.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л*} = X_{уд} \cdot L \frac{S_B}{U_{ср}^2}, \quad (32)$$

где  $X_{уд}$  - индуктивное сопротивление линии на 1 км, Ом/км;

$L$  - длина линии, км (см.табл.3);

$U_{ср}$  - среднее напряжение в месте установки элемента, кВ.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ определяется:

$$I_{Поi}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_б, \quad (33)$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА

$X_i$  - результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е.;

Ударный ток  $i_y$  определяется как:

$$i_{yди} = \sqrt{2} I_{\text{ПО}i} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}} \right), \text{ кА}, \quad (34)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \text{ с}, \quad (35)$$

где  $X_{\Sigma}$  и  $R_{\Sigma}$  – соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивления схемы от источника питания до места КЗ;

$\omega$  – угловая частота.

Аperiodическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}.$$

Сопротивление линий до ТП №22-15:

$$X_{\text{ВЛ}_{\text{ТП8-20}}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,22 \cdot 0,3 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,06 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление линий 10 кВ приведены в таблице 18 до каждой ТП:

Таблица 18 – Суммарное сопротивление линий от шин 10 кВ ПС до ТП

точки КЗ	ТП	$X_{л}$ , о.е.
1	22-1	0,05
2	22-17	0,013
3	22-2	0,21
4	22-3	0,06
5	22-5	0,08
6	22-4	0,04
7	22-10	0,02
8	22-15	0,051
9	22-16	0,021
10	22-20	0,19
11	22-6	0,16

Сопротивление трансформатора на ПС Марково:

Два трансформатора типа ТМН-4000/35/10

Напряжение короткого замыкания:

$$U_{квн-сн} = 10,5\%, U_{квн-сн} = 17,5\%, U_{ксн-нн} = 6,5\%$$

$$X_B = 0,005 \cdot (U_{квн-нн} + U_{квн-сн} - U_{ксн-нн}) \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} = 0,7 \text{ о.е.}$$

$$X_C = 0,005 \cdot (U_{ксн-нн} + U_{квн-сн} - U_{квн-нн}) \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_C = 0,005 \cdot (U_{квн-нн} + U_{ксн-сн} - U_{квн-нн}) \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К31:

$$X_{Т1.2} = X_B + X_H = 0,7 + 0,4 = 1,1 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = \frac{x_{Т1} \cdot x_{Т1}}{x_{Т1} + x_{Т1}} = 0,55 \text{ о.е.}$$

$$X_{кз1} = X_{с1} + X = 0,07 + 0,55 = 0,62 \text{ о. е.} \quad (36)$$

Находим действующую периодическую составляющую трехфазного тока КЗ:

$$I_{\text{по}}^3 = \frac{1}{0,62} \cdot 7,4 = 11,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 11,9 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,000284}}\right) = 13,12 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} = \sqrt{2} \cdot 9,3 = 13,06 \text{ кА.}$$

Термостойкость проверяется с учетом суммарного времени  $t_{\text{откл}}$ , состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Следовательно, время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a, \quad (37)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a = 0,055 + 0,000284 = 0,0553 \text{ с,}$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по формуле:

$$B_{к.расч} = I_{по}^2 (\Delta t_{откл.выкл.} + T_a), \quad (38)$$

где  $T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{к.расч} = 11.9^2 \cdot (0.055 + 0.000284) = 7.87 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

ПС/ТП	$I_{по}$ , А	$i_{уд}$ , А	$i_a$ , А	Вк, Ка*С
ПС Марково	11,9	17,12	17,06	7,9
22-1	11,04	15,87	15,57	6,74
22-2	10,83	15,58	15,28	6,49
22-3	8,29	11,98	11,68	3,80
22-4	10,88	15,64	15,34	6,55
22-5	9,74	14,03	13,73	5,24
22-6	9,25	13,34	13,04	4,73
22-10	9,02	13,02	12,72	4,50
22-15	8,50	12,28	11,98	3,99
22-16	11,53	16,55	16,25	7,35
22-17	8,89	12,84	12,54	4,37
22-20	7,46	10,82	10,52	3,08

## 7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП 22-17, мощностью 630 кВА, и в конце отходящей линии №1.

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 5.

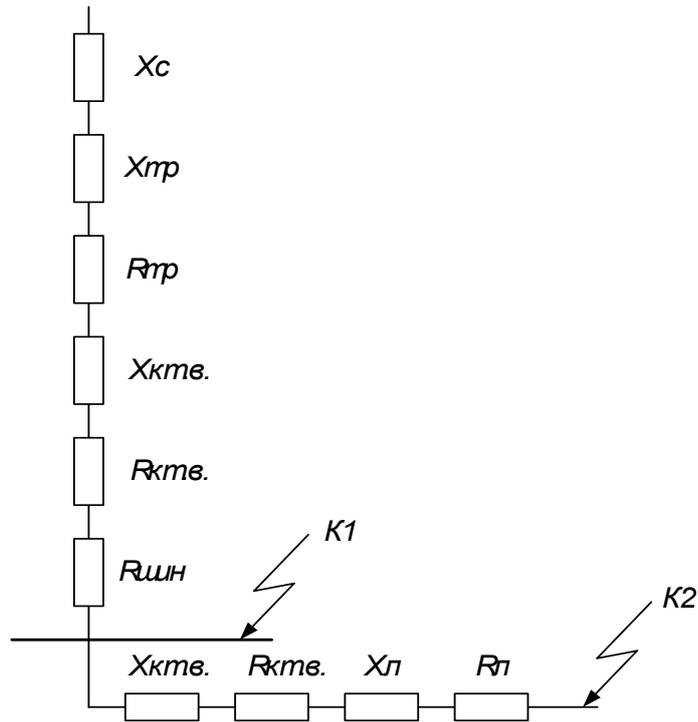


Рисунок 5– Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T,НОМ}}\right)^2 \frac{U_{НН,НОМ}^2}{S_{T,НОМ}}} \cdot 10^4 ; \quad (39)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НН,НОМ}^2}{S_{T,НОМ}^2} \cdot 10^6 . \quad (40)$$

Сопротивление трансформаторов ТП 22-17 равен:

$$x_T = \sqrt{(4,5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 3,7}{250}\right)^2 \cdot \frac{0,4^2}{250}} \cdot 10^{-4} = 42,6 \text{ мОм};$$

$$r_T = \frac{3,7 \cdot 0,4^2}{250^2} \cdot 10^6 = 9,472 \text{ мОм.}$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{\text{срнн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\text{срнн}}} 10^3 ; \quad (41)$$

$$X_c = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} \cdot 7,8 \cdot 10,5} \cdot 10^3 = 1,13 \text{ мОм.}$$

Необходимо учесть сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, болтовых соединений:

$$r_{\text{кв}} = 0,41 \text{ мОм;}$$

$$x_{\text{кв}} = 0,13 \text{ мОм;}$$

$$r_{\text{кон.к}} = 0,0024 \text{ мОм.}$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{k1} = r_{\text{тр}} + r_{\text{шин}} + r_{\text{кв}} + r_{\text{конт}} = 9,472 + 0,004 + 0,41 + 0,002 = 9,9 \text{ мОм;}$$

$$x_{k1} = x_c + x_{\text{тр}} + x_{\text{кв}} = 42,6 + 1,13 + 0,13 = 43,86 \text{ мОм.}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}} ; \quad (42)$$

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{9,9^2 + 43,86^2}} = 5,14 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{1\Sigma}^2}}; \quad (43)$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(9.9^2 + 15.85^2) + 43.86^2}} = 4.85 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1max}} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (44)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, который может быть определен по кривым

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1max}} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 5.14 \cdot 1.56 = 11,31 \text{ кА.}$$

Рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, что и при несимметричных КЗ, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{0\text{К1}} = 3 \cdot r_{\text{тр}} + 3 \cdot r_{\text{шин}} + 3 \cdot r_{\text{кв}} + 3 \cdot r_{\text{конт}}; \quad (45)$$

$$r_{\text{К1}} = 3 \cdot 9,9 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 0,0024 = 30.9 \text{ мОм;}$$

$$x_{0\text{К1}} = 2 \cdot x_{\text{с}} + 3 \cdot x_{\text{кв}} + 3 \cdot x_{\text{тр}} \quad (45)$$

$$x_{\text{К1}} = 2 \cdot 1.1 + 3 \cdot 0,8 + 3 \cdot 43.86 = 136.18 \text{ мОм.}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}; \quad (47)$$

$$I_{\text{ПОК1max}}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{30.9^2 + 136.2^2}} = 1.65 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{U_{\text{срНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{1\Sigma}^2}} \quad (48)$$

$$I_{\text{ПОК1min}}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(30.9^2 + 15.85^2) + 136.2^2}} = 1.64 \text{ кА};$$

$$I_{\text{удК1}}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1max}} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1.65 \cdot 1.56 = 3.64 \text{ кА}.$$

Аналогично рассчитываются следующие точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, результаты расчета дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 20 и 21.

Таблица 20 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП

ТП	ИПОmax, кА	ИПОmin, кА	iуд, кА	I <sup>(1)</sup> <sub>ИПОmax</sub> , кА	I <sup>(1)</sup> <sub>ИПОmin</sub> , кА	I <sup>(1)</sup> <sub>уд</sub> , кА
1	2	3	4	5	6	7
22-1	2,61	2,57	5,74	0,85	0,85	1,88
22-17	1,12	1,12	2,47	0,37	0,37	0,82
22-2	1,48	1,47	3,25	0,49	0,49	1,07
22-3	2,03	2,01	4,46	0,67	0,67	1,47
22-5	2,61	2,57	5,74	0,85	0,85	1,88
22-4	2,59	2,55	5,69	0,85	0,85	1,86
22-10	2,35	2,32	5,16	0,77	0,77	1,69
22-15	1,05	1,05	2,32	0,35	0,35	0,77

1	2	3	4	5	6	7
22-16	2,61	2,57	5,74	0,85	0,85	1,88
22-20	2,18	2,15	4,78	0,72	0,71	1,57
22-6	2,44	2,40	5,36	0,80	0,80	1,76

Таблица 21 - Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	$I_{П0max}$ , кА	$I_{П0min}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$I_{П0max}^{(1)}$ , кА	$I_{П0min}^{(1)}$ , кА	$I_{уд}^{(1)}$ , кА
1	2	4	3,3	8,8	1,2	1,1	2,6
22-1	1	4,8	5,1	10,56	1,3	1,2	2,9
	2	4,6	4,9	10,12	1,1	1	2,4
	3	4,7	4,7	10,34	4,7	4,7	10,3
22-17	1	4,5	4,5	9,9	4,5	4,5	9,9
22-2	1	5,1	4,4	11,22	1,3	1,2	2,9
	2	6,1	5,4	13,42	1,3	1,2	2,9
	3	3,8	3,1	8,36	1,3	1,2	2,9
	4	6,5	5,8	14,3	1,7	1,6	3,7
	5	3,1	2,4	6,82	1,3	1,2	2,9
	6	2,9	2,2	6,38	1,1	1	2,4
22-3	1	1,41	0,78	1,99	0,47	0,37	0,66
	2	1,3	0,72	1,84	0,43	0,34	0,61
22-5	1	1,23	0,68	1,74	0,41	0,32	0,58
	2	1,15	0,63	1,63	0,38	0,30	0,54
	3	2,11	0,63	1,56	0,38	0,3	0,54
22-4	1	4,8	5,1	10,56	1,3	1,2	2,9
	2	4,6	4,9	10,12	1,1	1	2,4
	3	4,9	4,7	10,34	4,7	4,7	10,3
	4	4,7	4,5	9,9	4,5	4,5	9,9
	5	5,1	4,4	11,22	1,3	1,2	2,9
22-10	1	0,82	0,45	1,16	0,27	0,22	0,39
	2	1,86	1,05	2,64	0,62	0,50	0,89
22-15	1	1,20	0,66	1,69	0,40	0,32	0,57
	2	1,41	0,78	1,99	0,47	0,37	0,66
	3	1,23	0,68	1,74	0,41	0,32	0,58
22-16	1	1,15	0,63	1,63	0,38	0,30	0,54
	2	1,37	0,75	1,93	0,46	0,36	0,65
	3	0,97	0,53	1,37	0,32	0,26	0,46
22-6	1	1,00	0,55	1,41	0,33	0,26	0,47
	2	1,03	0,56	1,45	0,34	0,27	0,49
	3	1,80	1,00	2,54	0,60	0,48	0,85
	4	1,02	0,56	1,44	0,34	0,27	0,48
	5	1,10	0,61	1,56	0,37	0,29	0,52

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 8.1 Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов

Трансформаторы 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях мощностью до 630 кВА включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ.

Плавким предохранителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством расплавления специальных токоведущих частей под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются кварцевые предохранители типа ПК. Кварцевые предохранители имеют некоторые важные свойства: они обладают токоограничивающей способностью; плавкие вставки защищены от воздействия внешней среды кварцевым песком и герметично закрытой фарфоровой трубкой, благодаря чему они длительное время не стареют и не требуют замены; конструктивное исполнение предохранителей ПК предусматривает сигнализацию срабатывания, причем контакты сигнального устройства могут давать команду на отключение трехфазного выключателя нагрузки, что предотвращает возможность неполнофазного режима работы трансформатора.

Предохранители выбираются:

– по напряжению  $U_{\text{ном}} = U_{\text{сет.ном}}$ ;

– току плавкой вставки:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}} \cdot \quad (49)$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}} \cdot \quad (50)$$

где  $I_{к.мах}$  – ток с максимальным значением при КЗ в месте установки, кА (таблица).

Произведем выбор предохранителя на ТП 22-15

Номинальный ток трансформатора ТМ-250/10:

$$I_{т. ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,7 \text{ А.}$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов, через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки (80 А) и номинальный ток отключения ( $I_{ном.о} = 20$  кА для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

– току плавкой вставки:

$$I_{п.в} \geq 2 \cdot I_{т.ном}, 80 \text{ А} \geq 13,7 \text{ А.}$$

– номинальному току отключения:

$$I_{ном.о} > I_{к.мах}, 20 \text{ кА} > 1,12 \text{ кА.}$$

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Результаты выбора предохранителей на остальных ТП приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные по выбору предохранителей

ТП	Предохранитель	Параметры предохранителя		Условия	
		$I_{ном}, А$	$I_{откл}, кА$	$2 \cdot I_{т.ном}, А$	$I_{п0}, кА$
22-1	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	13,8	2,61
22-17	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	13,8	1,12
22-2	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	34,7	1,48
22-3	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	34,7	2,03
22-5	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	13,8	2,61
22-4	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	34,7	2,59
22-10	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	22,02	2,35
22-15	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	22,02	1,05
22-16	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	13,8	2,61
22-20	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	22,02	2,18
22-6	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	13,8	2,44

## 8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

На ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (51)$$

где  $I_B$  - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$  - номинальный ток предохранителя.

Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу 23.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Таблица 23 – Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	S, кВА	I, А	I <sub>вст</sub> , А	Тип предохранителя
22-1	1	39,41	56,95	100	ПН-2 –100
	2	64,74	93,55	100	ПН-2 –100
	3	97	140,17	200	ПН-2 –200
22-17	1	144,8	209,25	250	ПН-2 –250
22-2	1	52,1	75,29	100	ПН-2 –100
	2	24,9	35,98	100	ПН-2 –100
	3	25,1	36,27	100	ПН-2 –100
	4	201,4	291,04	400	ПН-2 –400
	5	26,4	38,15	100	ПН-2 –100
	6	41,3	59,68	100	ПН-2 –100
22-3	1	261,9	378,47	400	ПН-2 –400
	2	161,5	233,38	250	ПН-2 –250
22-5	1	81,7	118,06	200	ПН-2 –200
	2	116,6	168,5	200	ПН-2 –200
	3	27,5	39,74	100	ПН-2 –100
22-4	1	47,1	68,06	100	ПН-2 –100
	2	51,1	73,84	100	ПН-2 –100
	3	23,8	34,39	100	ПН-2 –100
	4	41,8	60,4	100	ПН-2 –100
	5	67,4	97,4	100	ПН-2 –100
22-10	1	141,3	204,19	250	ПН-2 –250
	2	164,2	237,28	250	ПН-2 –250
22-15	1	171,1	247,25	250	ПН-2 –250
	2	98,6	142,49	200	ПН-2 –200
	3	26,1	37,72	100	ПН-2 –100
22-16	1	18,9	27,31	100	ПН-2 –100
	2	71,6	103,47	200	ПН-2 –200
	3	48,7	70,38	100	ПН-2 –100
22-20	1	68,1	98,41	100	ПН-2 –100
	2	61,2	88,44	100	ПН-2 –100
	3	61,2	88,44	100	ПН-2 –100
	4	103,2	149,13	200	ПН-2 –200
	5	59,7	86,27	100	ПН-2 –100
22-6	1	23,4	33,82	100	ПН-2 –100
	2	23,4	33,82	100	ПН-2 –100
	3	151	218,21	250	ПН-2 –250
	4	124,1	179,34	200	ПН-2 –200
	5	76,1	109,97	200	ПН-2 –200

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}} \cdot \quad (52)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

$$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \cdot \quad (53)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \cdot \quad (54)$$

Для примера, проверим предохранитель на линии 1:

Тип - ПН – 2 - 100. Его справочные данные:  $I_{\text{отк}} = 40$  кА,  $I_B = 100$  А.

Длительно допустимый ток защищаемой линии  $I_{\text{дл.доп}} = 56,95$  А.

Токи КЗ  $I_{\text{по}} = 5,1$  кА

По согласованию с сечением проводника:  $100 > 56,95$  А

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:  $40 > 5,1$

### **8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ**

На ТП помимо предохранителей устанавливаются автоматические выключатели, которые выбираем по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (55)$$

где  $I_p$  - максимальный рабочий ток.

Для примера на вводе в ТП 22-15 расчётный ток составляет 9,2 А, поэтому выбираем автомат ВА57-35-341210-100А, с током расцепителя 100 А.

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу 24.

Проверим АВ на линии 1:

ВА57-35-341210-100А.

Его справочные данные:

$I_{откл}=15$  кА,  $I_{расщ}=100$ А. Токи КЗ  $I_{по}=2.61$  кА.

Таблица 24 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	№ линии	I, А	$I_{ном. расщ}$ , А	Марка выключателя
22-1	1	56,95	100	ВА57-35-341210-100А
	2	93,55	100	ВА57-35-341210-100А
	3	140,17	250	ВА57-35-340010-250А
22-17	1	209,25	250	ВА57-35-340010-250А
22-2	1	75,29	100	ВА57-35-341210-100А
	2	35,98	100	ВА57-35-341210-100А
	3	36,27	100	ВА57-35-341210-100А
	4	291,04	400	ВА 57-39-400
	5	38,15	100	ВА57-35-341210-100А
	6	59,68	100	ВА57-35-341210-100А
22-3	1	378,47	500	ВА 57-39-500
	2	233,38	250	ВА57-35-340010-250А
22-5	1	118,06	250	ВА57-35-340010-250А
	2	168,5	250	ВА57-35-340010-250А
	3	39,74	100	ВА57-35-341210-100А
22-4	1	68,06	100	ВА57-35-341210-100А
	2	73,84	100	ВА57-35-341210-100А
	3	34,39	100	ВА57-35-341210-100А
	4	60,4	100	ВА57-35-341210-100А
	5	97,4	100	ВА57-35-341210-100А
22-10	1	204,19	250	ВА57-35-340010-250А
	2	237,28	250	ВА57-35-340010-250А
22-15	1	247,25	250	ВА57-35-340010-250А
	2	142,49	250	ВА57-35-340010-250А
	3	37,72	100	ВА57-35-341210-100А
22-16	1	27,31	100	ВА57-35-341210-100А
	2	103,47	250	ВА57-35-340010-250А
	3	70,38	100	ВА57-35-341210-100А
22-20	1	98,41	100	ВА57-35-341210-100А
	2	88,44	100	ВА57-35-341210-100А
	3	88,44	100	ВА57-35-341210-100А
	4	149,13	250	ВА57-35-340010-250А
	5	86,27	100	ВА57-35-341210-100А
22-6	1	33,82	100	ВА57-35-341210-100А
	2	33,82	100	ВА57-35-341210-100А
	3	218,21	250	ВА57-35-340010-250А
	4	179,34	250	ВА57-35-340010-250А
	5	109,97	250	ВА57-35-340010-250А

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:  $15 > 4$  кА

Таким образом, проверив автоматический выключатель на линии 1, мы убеждены, что он соответствует условиям проверки.

#### 8.4 Выбор выключателей 10 кВ

Произведем выбор выключателя на ПС Возжаевка как головной защитный аппарат для данной линии 10 кВ.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (56)$$

где  $U_{\text{ап.уст}}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$  – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (57)$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (58)$$

где  $i_{\text{мах}}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (59)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя, принимаем  $t_{откл} = 0,055$  с;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Также проверим возможности отключений выключателя апериодической составляющей тока КЗ. Для этого нужно определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{откл}, \quad (60)$$

где  $\beta_H$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Принимаем  $\beta_H = 40$ ;

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток.

Принимаем  $I_{откл} = 31,5$  кА.

На стороне 10 кВ выбираем КРУ серии К-59 с вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЦ-3-10-40/1000 УХЛ1 /1/.

Сопоставление приведено в таблице 25.

Таблица 25 –Выбор выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 12,5$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_{PMAH} = 249$ А	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{ПО} = 11,9$ кА	$I_{Пт} \leq I_{отклНОМ}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600$ кА <sup>2</sup> с	$BK = 7,87$ кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 40$ кА	$I_{уд} = 17,12$ кА	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$i_{дин} = 80$ кА	$I_{уд} = 17,12$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{аном} = 40$ кА	$I_a = 17,06$ кА	$I_{At} \leq i_{аном}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В секционной ячейке устанавливаем выключатель марки ВВУ-СЭЦ-3-10-40/3150 УХЛ1.

## 9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 9.1 Выбор и проверка заземления на подстанции

Заземляющее устройство подстанции 35/10 кВ Марково должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом, так как заземляющее устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В [14].

Грунт в месте сооружения ПС – глина, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,255 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет  $r = 60$  Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 1,5 для горизонтальных электродов, длиной 5 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,2.

Принимается: диаметр  $d = 14$  мм и длина прутка  $L_{в} = 5$  м с сечением  $S_{пр.в} = 154$  мм<sup>2</sup> для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечением  $S_{пол} = 160$  мм<sup>2</sup> для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями  $b$  принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-35 48 метров, длина 153 метров [5].

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5); \quad (61)$$

$$S = (48+2 \cdot 1,5) \cdot (153+2 \cdot 1,5) = 7956 \text{ м}^2$$

где  $A$  – ширина территории ОРУ, м;

$B$  – длина территории ОРУ, м.

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам

короткого замыкания по формуле:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (62)$$

где  $I_{\text{к}}$  - ток короткого замыкания шин 35 кВ;

$t$  - Время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

$\beta$  - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_{\text{к}} = 3 \cdot I_{\text{к}}^{(3)}; \quad (63)$$

$$I_{\text{к}} = 3 \cdot 5.8 = 17.4 \text{ кА};$$

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{17400^2 \cdot 0.255}{400 \cdot 21}} = 95.9 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{т.с.}}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{\text{кор.}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D_z + S_{\text{ср}}); \quad (64)$$

$$S_{\text{ср.}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (65)$$

где  $T$  - время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет,  $T = 240$  месяцев;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты, зависящие от грунта,  $a_k = 0,005$ ,  $\alpha_k = 0,243$ ,  $b_k = 0,0031$ ,  $c_k = 0,041$ .

$$S_{cp.} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм};$$

$$q_{кор.} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}.$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{т.с.} + q_{кор.} < q_{м.п.}, \quad (66)$$

$$95,9 + 4,42 = 100,3 < 154.$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_c}, \text{ Ом} \quad (67)$$

где  $r_c = 1,3$  Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}.$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2\pi \cdot L_B} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (68)$$

где  $\rho_{\text{ЭКВ}}$  - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_B$  - длина электрода, м;

$d$  - Внешний диаметр электрода, м;

$T$  - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в нашем случае  $L/2+0,8$  м.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \text{ Ом} \cdot \text{м}. \quad (69)$$

где  $\rho_{\text{уд}}$  - удельное сопротивление грунта, для этой местности 60 Ом·м;

$K_C = 1,2$  - значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0, 5 ... 0,8

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_0 = \frac{72}{2\pi \cdot 3} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot 5}{0,014} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right) = 16 \text{ Ом}.$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным  $\eta_B = 0,6$ :

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n}; \quad (70)$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен  $\eta_{\Gamma}=0,24$  [6].

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad \text{Ом}, \quad (71)$$

где  $b=0,04$  - ширина заземлителя, м;

$P$  - периметр контура, м;

$\eta_{\Gamma} = 0,24$  - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

$t$  – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)

$t = 0,8$  м.

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = K_{\text{С}} \cdot \rho_{\text{уд}}, \quad \text{Ом} \cdot \text{м}, \quad (72)$$

где  $K_{\text{С}}=1,5$ , коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

$\rho_{\text{уд}}$  - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{90}{2 \cdot 3,14 \cdot 402} \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 402 \cdot 402}{0,04 \cdot 0,8} \right) = 2,4 \text{ Ом}.$$

Найдём сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{H}}}{R_{\Gamma} - R_{\text{H}}} \text{ Ом}; \quad (73)$$

$$R_B = \frac{2,4 \cdot 0,812}{2,4 - 0,812} = 1,23 \text{ Ом.}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования  $\eta_B=0,47$ , принятого при числе электродов порядка 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B}; \quad (74)$$

$$n_B = \frac{16}{1,23 \cdot 0,47} = 28 \text{ шт.}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (75)$$

где  $a$  – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_b = \frac{48+3}{6} = 9 \text{ шт.}$$

Поперечных:

$$n_a = \frac{153+3}{6} = 26 \text{ шт.}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_T = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 9 \cdot 25 \cdot 6 + 26 \cdot 8 \cdot 6 = 2598 \text{ м.}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 25 \cdot 6 \cdot 8 \cdot 6 = 7200 \text{ м}^2. \quad (76)$$

Средняя длина полос:

$$L_{\text{ср}} = \frac{153 + 3 + 48 + 3}{2} = 104 \text{ м.}$$

Среднее количество полос:

$$n_{\text{ср}} = \frac{2598}{104} + 1 = 26 \text{ шт.}$$

Полностью к установке принимаем 9 полос по 104 метра и 26 полос по 47 метров с 28 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей используют формулу:

$$R_{\text{ОРУ}} = \frac{R_B \cdot R_G}{\eta \cdot (n_B \cdot R_G + n_{\text{СР}} \cdot R_B)}, \quad (77)$$

где  $\eta$  - коэффициент использования сложного заземлителя, = 0,5.

$$R_{\text{ОРУ}} = \frac{2,4 \cdot 1,23}{0,5 \cdot (28 \cdot 2,4 + 26 \cdot 1,23)} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Находим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ}, \text{ Ом}, \quad (78)$$

где  $\alpha_u$ - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{экс} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (79)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{7344}}{(120 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1.6;$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ} = 1,6 \cdot 0,06 = 0,096 \text{ Ом};$$

$$0,096 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивления заземлителя ОРУ- 35 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

## 9.2 Молниезащита подстанции

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-35:

размеры ОРУ: ширина – С = 48 м;

длина – В = 153 м;

Место установки и высоту молниеотводов следует выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте порталов сборных шин во всех ОРУ и линейных порталах, также должны быть защищены.

В нашем случае молниеотводы расположены на линейных порталах. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейный портал [4].

Высота молниеотвода  $h=19,17$  м

Расстояние между молниеотводами  $L = 27$  м

Расстояние между порталами  $L_1$

Высота защищаемого объекта  $h_x = 11,35$  м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h = 16,294. \quad (80)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 20,352 \text{ м}; \quad (81)$$

$$h < L \leq 2h;$$

$$19,17 < 27 \leq 38,34;$$

$$r_{C0} = r_0 = 20,352 \text{ м}.$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h); \quad (82)$$

$$h_{1CX} = 16,294 - (0,17 + 0,0003 \cdot 19,17) \cdot (27 - 19,17) = 14,918 \text{ м}.$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{1CX} - h_X}{h_{1CX}} \text{ м}; \quad (83)$$

$$r_{1CX} = 20,352 \cdot \frac{14,918 - 11,35}{14,918} = 4,868 \text{ м}.$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{эф}}}\right) = 20,352 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{16,294}\right) = 6,176 \text{ м.}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	$L, \text{ м}$	$h_{\text{эф}}, \text{ м}$	$r_0, \text{ м}$	$r_x, \text{ м}$	$h_{\text{сх}}, \text{ м}$	$r_{\text{сх}}, \text{ м}$
1	2	3	4	5	6	8
1 и 2	27	16,297	20,353	6,176	14,9	4,9
2 и 3	18				16,5	6,4
3 и 4	9				18,1	7,6
1 и 5	27				14,9	4,9
5 и 6	27				14,9	4,9
6 и 7	34				13,7	3,5
7 и 8	28				14,7	4,6
8 и 9	25				15,3	5,2
9 и 4	25				15,3	5,2
2 и 10	28				14,7	4,6

Вывод: 16,3 метра – оптимальная высота молниеотвода для оптимально защиты.

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита электрических систем, совокупность устройств (или отдельное устройство), содержащая реле и способная реагировать на короткие замыкания (КЗ) в различных элементах электрической системы — автоматически выявлять и отключать поврежденный участок. Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем.

### 10.1 Защита линий 10 кВ

К основным видам повреждений линий, требующих их немедленного замыкания, относятся замыкания фазы на землю и однофазные короткие замыкания.

В сетях напряжением 10 кВ и изолированной нейтралью замыкание одной фазы на землю не является аварийным режимом, требующим отключения, поэтому в этом случае защита срабатывает на сигнал. А в сетях, работающих напряжением 0,4 кВ и глухозаземленной нейтралью, однофазные короткие замыкания необходимо устранять с помощью автоматических выключателей и защитных выключателей.

Многофазная защита от короткого замыкания должна быть предусмотрена в двухфазном исполнении и должна быть включена в одни и те же фазы во всей сети данного напряжения, чтобы обеспечить изоляцию только одного места повреждения в большинстве случаев двойных замыканий на землю.

Одиночные линии с односторонним питанием от многофазных замыканий должны быть защищены двухступенчатой токовой защитой, первая ступень предназначена для отключения по току, а вторая - для максимальной токовой защиты. независимая функция задержки времени.

Расчет линии защиты:

Для примера представим выбор защиты на Ф-1 от ПС 35/10 кВ Марково.

Рассчитаем максимальную токовую защиту

Ток срабатывания защиты определяется:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с/з}}{k_B} \cdot I_{раб}; \quad (84)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый для реле типа «REF 542+» равным  $k_n = 1,1$ ;

$k_{с/з}$  – коэффициент запуска двигателей, принимаем равным единице;

$k_B$  – коэффициент возврата, принимаемый для реле типа «REF 542+» равным  $k_B = 0,92 - 0,95$ ;

$I_{раб}$  – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Максимальный ток нагрузки:  $I_{раб} = 44,9$  А;

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 44,9 = 51,9 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле находится по формуле:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot \left( \frac{K_{сх}}{птт} \right), \quad (85)$$

где  $K_{сх}$  – коэффициент схемы ( $k_{сх} = \sqrt{3}$ );

птт – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = 51,9 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} \right) = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (86)$$

где  $I_{кз}^{(2)}$  - минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$Kч = \frac{1100}{51,9} = 21,2;$$

$$21,2 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (87)$$

где  $t_1$  – выдержка времени рассчитываемой защиты;

$t_2$  – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование (0 с);

$\Delta t$  – степень селективности.

Степень селективности принимаем равной 0.5 с для резервной защиты.:

$$\Delta t = 0.5;$$

$$t_1 = 0 + 0.5 = 0.5 \text{ с.}$$

К установке принимаем микропроцессорную защиту марки «REF 542+»

Рассчитаем токовую отсечку.

Составляем расчетную схему:

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з} = k_n \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (88)$$

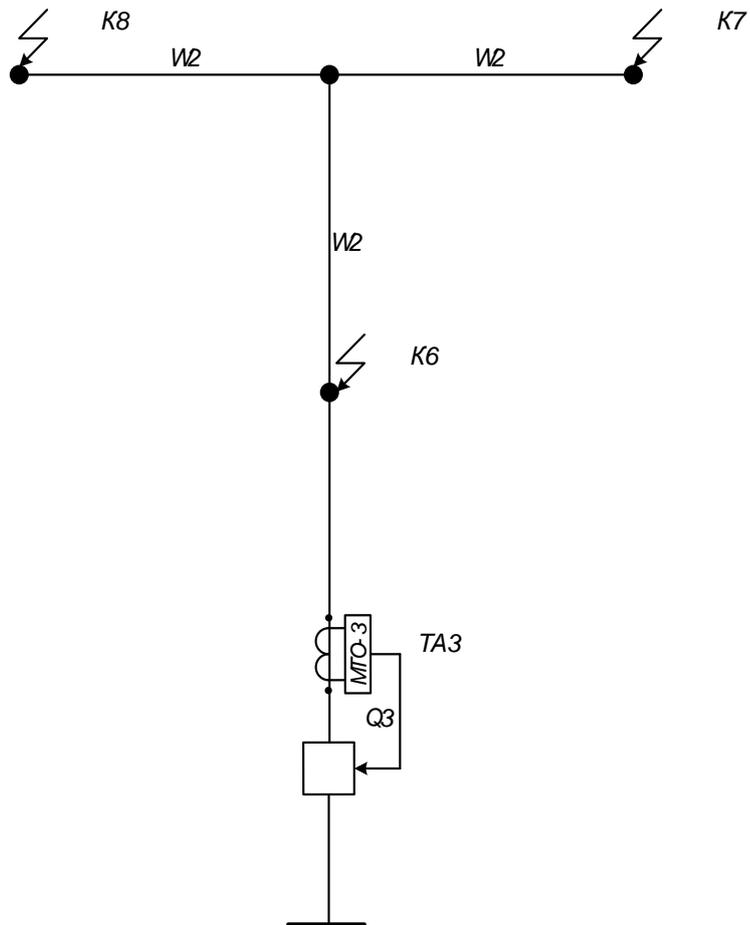


Рисунок 6 –Схема для выбора уставки МТО

где  $k_i$  – коэффициент надежности, для «REF 542+» равен 1,6;

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

Ток срабатывания реле находится по выражению:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_{\text{ТФ}}} \cdot k_{\text{сх}}. \quad (89)$$

Находим ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.}} = 1,6 \cdot 11,9 = 19,04 \text{ кА.}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{19,04}{60} \cdot \sqrt{3} = 549 \text{ А.}$$

Расчет уставок релейной защиты в остальных петлях производится подобно этому.

Результаты расчета сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчета защиты линий

Номер линии	МТЗ			МТО		
	Ис.з., А	Ис.р., А	$k_{\underline{z}}$	Ис.з., кА	Ис.р., А	$k_{\underline{z}}$
Ф-3	51,9	1,5	21,2	19,04	549	1,6

## 10.2 Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ

Как и линии, трансформаторы необходимо защитить путем установки различных защит, от чрезвычайных ситуации вызванных возникновением перенапряженностей и коротких замыканий.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВ·А (включительно) можно отнести следующие:

- 1) однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;
- 2) однофазные короткие замыкания на землю;
- 3) междуфазные короткие замыкания в обмотках;
- 4) междуфазные короткие замыкания на вводах;
- 5) внутренние повреждения («пожар в стали» магнитопровода).

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку плавких вставок предохранителей.

Предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока (номинального тока защитного выключателя). Основное преимущество предохранителей в том, что они позволяют быстро отключать цепь в случае короткого замыкания, а также ограничивать ток в цепи при коротком замыкании (ПК). Именно поэтому они широко применяются для защиты силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

Вводимые трансформаторы будем защищать с помощью установки плавких предохранителей типа ПКТ, которые встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНА.

### **10.3 Защита от перенапряжения**

Для подвески проводов ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 10 кВ используем железобетонные опоры. Провода ВЛИ 0,4 кВ крепятся к опорам без применения изоляторов. На ВЛИ 10 кВ должны применяться: на промежуточных опорах – любые типы изоляторов; на опорах анкерного типа – подвесные изоляторы, допускается применение штыревых изоляторов в населенной местности [39].

Примем к установке полимерные штыревые изоляторы. Полимерные изоляторы выбираются в зависимости от номинального напряжения по разрядным характеристикам в загрязненном и увлажненном состоянии. Удельная эффективная длина пути утечки штыревых изоляторов ВЛИ на железобетонных опорах в зависимости от номинального напряжения принимается по табл.1.9.1.

Итак, для первой степени загрязнения удельная эффективная длина пути утечки равна 114 мм. Выбираем штыревой полимерный изолятор типа ШПУ-6 УХЛ1. Длина пути утечки этого изолятора равна 280 мм, следовательно, изолятор подходит под предъявленные требования.

Допускается подвеска на общих опорах проводов ВЛИ до 10 кВ и ВЛИ до 1 кВ при соблюдении следующих условий:

- 1) ВЛ до 1 кВ должны выполняться по расчетным условиям ВЛ высшего напряжения;
- 2) провода ВЛИ 10 кВ должны располагаться выше проводов ВЛИ 0,4 кВ, причем расстояние между ближайшими проводами ВЛ разных напряжений на опоре и в середине пролета при температуре окружающего воздуха плюс 15°C без ветра должно быть не менее 2 м;
- 3) расстояние по вертикали между ближайшими проводами ВЛИ 10 кВ и проводами ВЛИ на общей опоре и в пролете при температуре плюс 15°C без ветра должно быть не менее 0,4 м для ВЛИ;

## 11 ПРОВЕРКА НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ

Под надежностью электроэнергетической системы понимается одно из важнейших качеств - это свойство объекта или технического устройства выполнять заданные функции при удержании значений заданных рабочих показателей в заданных пределах по заданным режимам. и условия эксплуатации, обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования. При плохой надежности количество аварий достигает нескольких десятков в год, что вызывает большие потери электроэнергии, особенно на генерирующих станциях, где производится электроэнергия. Поэтому необходимо повысить надежность существующей схемы или разработать новую электрическую схему с учетом повышения ее надежности. В нашем случае необходимо рассчитать надежность существующей схемы.

Основными параметрами, характеризующими надежность схемы являются [21]:

- Время безотказной работы системы;
- Время восстановления системы;
- Среднее время безотказной работы;
- Среднее время восстановления;
- Среднее значение параметра потока отказов;
- Средняя интенсивность отказов, измеряемые в годах в минус первой степени;
- Вероятность отказов;
- Вероятность безотказной работы в заданный промежуток времени;
- Вероятность застать объект в любой момент определенного периода в работоспособном или неработоспособном состоянии;
- Условный недоотпуск энергии в течение года;
- Средний ущерб от нарушения функционирования.

Расчет надежности произведем аналитическим методом [21]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надежности, для расчетов случаев, к которым относятся: полное погашение схемы и

оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.  
Составляется расчетная схема, рисунок 9.

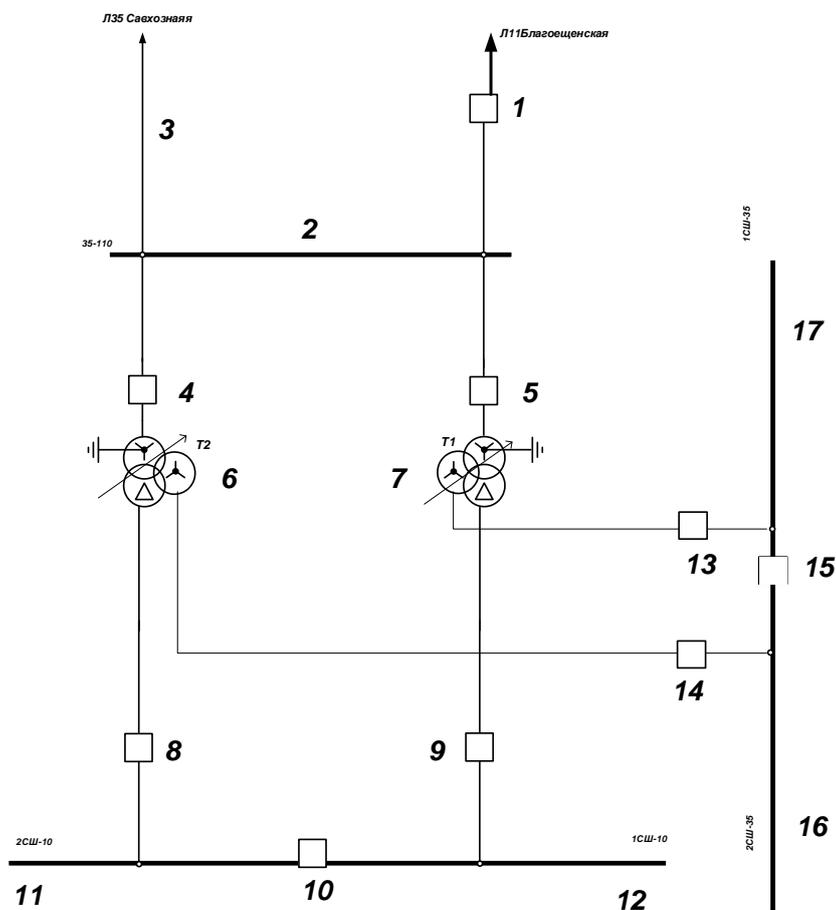


Рисунок 7 – Расчетная схема

По данной схеме составляется схему замещения рисунок 10. В схему замещения входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: шины, трансформатор, выключатели.

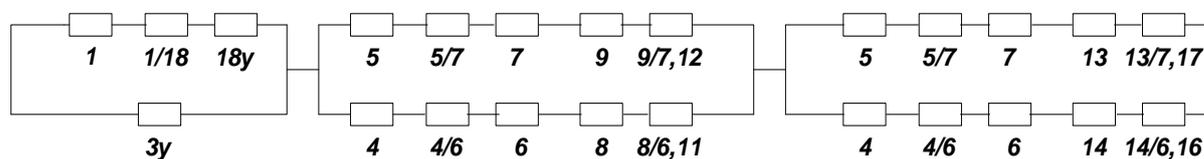


Рисунок 8 – Схема замещения

Сворачивается схема до двух элементов. Учитывается, что все элементы соединены последовательно, кроме участка от реактора до силового трансформатора.

тора, который состоит из 2 параллельно проложенных элементов. То схему можно упростить до двух параллельно расположенных элементов, у которых отсутствует секционный аппарат поэтому они не взаиморезервируются.

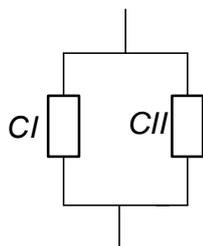


Рисунок 9 – Результирующая схема для расчета надежности

Таблица 28 – Параметры надежности элементов схемы

Оборудование	Номер элемента схемы	Показатели надежности			
		Средняя частота отказов $\omega_0$ , 1/год, 1/км	Среднее время восстановления $T_B$ , ч	Средняя частота плановых остановок $\omega_{пр}$ , 1/год	Продолжительность ремонтов $t_p$ , ч
1	2	3	4	5	6
Линия 35 кВ	3,18	0,2	15	0,4	13
Выключатель 35 кВ	13,14,15	0,002	30	0,14	12
Выключатель 10 кВ	8,9,10	0,003	20	0,14	8
Шины 35 кВ	16,17	0,02	7	0,166	4
Шины 10 кВ	11,12	0,03	5	0,166	5
Силовой трансформатор 35/10 кВ	6,7	0,014	70	0,75	28

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения.

$$\omega_c = \sum_1^n \omega_i; \quad (90)$$

$$\omega_{cI} = 0.574 \text{ 1/год};$$

$$\omega_{cII} = 0.574 \text{ 1/год};$$

2. Определяется вероятности отказов I и II цепей:

$$q_{ц} = \sum_1^n \omega_i \cdot t_{Bi}; \quad (91)$$

т.к.  $t_B$  задано в часах, то его нужно выразить в годах ( $\lambda$  имеет размерность 1/год):

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}; \quad (92)$$

$$qI=0,0011$$

$$qII=0,0011$$

3. Определяется среднее время восстановления каждой цепи:

$$t_B = q_c / \omega_c; \quad (93)$$

$$t_{BI} = \frac{qI}{\omega I} = \frac{0,001}{0,574} = 0,002 \text{ ч};$$

$$t_{BII} = \frac{qII}{\omega II} = \frac{0,001}{0,574} = 0,002 \text{ ч}.$$

4. Определяется параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\omega_c = \sum_1^n \omega_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\omega_j \bar{t}_{Bj} + \omega_{npj} \bar{t}_{npj}); \quad (94)$$

$$\begin{aligned} \omega_c &= \omega_I \omega_{II} \bar{t}_{B2} + \omega_I^* \omega_{npj} \bar{t}_{npj} + \omega_{II} \omega_I \bar{t}_{B1} + \omega_{II}^* \omega_{npj} \bar{t}_{npj} = \omega_I q_{II} + \omega_{II} q_I + \\ &+ \omega_I^* q_{npj} + \omega_{II}^* q_{npj} \end{aligned} \quad (95)$$

$$\begin{aligned} \omega_c &= 0,574 \cdot 0,00109 + 0,574 \cdot 0,00109 + \frac{(0,574 \cdot 0,2 \cdot 15 + 0,574 \cdot 0,2 \cdot 15)}{8760} = \\ &= 0,0434 \text{ 1/год.} \end{aligned}$$

5. Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{п.с} = \prod_{i=1}^n \omega_i \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \omega_{npi} \bar{t}_{npi} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \omega_j \bar{t}_{Bj}; \quad (96)$$

где  $K_{npi}$ - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

$$K_{пп} = 1 - e^{-T_{пп}/T_{Bэкв}}; \quad (97)$$

$$K_{ппI} = 1 - e^{-\frac{91}{0,002}} = 1$$

$$K_{ппII} = 1 - e^{-\frac{91}{0,002}} = 1$$

$$q_c = q_I \cdot q_{II} + K_{прI} \cdot \omega_{прI} \cdot t_{прI} \cdot q_{прI} + K_{прII} \cdot \omega_{прII} \cdot t_{прII} \cdot q_{прII} =$$

$$= 0,0011 \cdot 0,0011 + 1 \cdot 0,574 \cdot 70 \cdot 0,0011 + 1 \cdot 0,574 \cdot 70 \cdot 0,0011) / 8760 = 0,000011.$$

6. Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,0434} = 2,3 \text{ лет} \quad (96)$$

Расчетное время безотказной работы при  $\alpha=0,1$ ;

$$T_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot T_c = 4,6 \text{ лет} \quad (97)$$

7. Среднее время восстановления системы:

$$t_{вс} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{0,000011}{0,434} = 4,4 \text{ ч.} \quad (98)$$

8. Математическое ожидание недоотпущенной электроэнергии:

Мощность, генерируемая составляет 0,8 от номинальной мощности генератора. Поэтому:

$$P_p = 0,8 \cdot 206 = 164,8 \text{ МВт};$$

$$W_{нед} = P_p \cdot q_c \cdot t_{вс} = 164,8 \cdot 0,000011 \cdot 4,4 = 0,08 \text{ МВт*ч.} \quad (99)$$

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий на ПС Марково 35/10/6 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации [2].

**12.1 Безопасность** - состояние защищённости жизненно важных интересов личности, общества, государства от внутренних и внешних угроз, либо способность предмета, явления или процесса сохраняться при разрушающих воздействиях, а также условия, в которых находится сложная система, когда действие внешних и внутренних факторов не приводит к процессам, которые считаются негативными по отношению к данной сложной системе в соответствии с имеющимися на данном этапе потребностям, знаниям и представлениям.

### 12.1.1 Микроклимат производственного помещения

Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей. [2]

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24 °С, его относительной влажности 60-40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке».

В соответствии с СП 60.13330.2016 «СНиП 41-01-2003 ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ воздуха» п.5.1 Параметры микроклимата при отоплении и вентиляции помещений (кроме помещений, для которых метеорологические условия установлены другими нормативными документами) следует принимать по ГОСТ 12.1.005 для обеспечения метеорологических условий и поддержания чистоты воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне помещений (на постоянных и непостоянных рабочих местах):

б) в холодный период года в обслуживаемой или рабочей зоне жилых зданий (кроме жилых помещений), общественных, административно-бытовых и производственных помещений температуру воздуха - минимальную из допустимых температур при отсутствии избытков явной теплоты (далее - теплоты) в помещениях; экономически целесообразную температуру воздуха в пределах допустимых норм в помещениях с избытками теплоты. В производственных помещениях площадью более 50 м на одного работающего следует обеспечивать расчетную температуру воздуха на постоянных рабочих местах и более низкую (но не ниже 10 °С) температуру воздуха на непостоянных рабочих местах. Относительную влажность воздуха в кондиционируемых помещениях допускается не обеспечивать по заданию на проектирование.

В местностях с расчетной температурой наружного воздуха в теплый период года (по параметрам Б) 30 °С и более температуру воздуха в кондиционируемых помещениях следует принимать на 0,4 °С выше указанной в ГОСТ 30494 и ГОСТ 12.1.005 на каждый градус превышения температуры наружного воздуха сверх температуры 30 °С, увеличивая также соответственно скорость движения воздуха на 0,1 м/с на каждый градус превышения температуры наружного воздуха. При этом скорость движения воздуха в помещениях в указанных условиях должна быть не более 0,5 м/с.

Один из параметров микроклимата допускается принимать в пределах допустимых норм вместо оптимальных при согласовании с органом санитарно-эпидемиологического надзора и по заданию на проектирование.

Основной задачей производственного освещения является поддержание на рабочем месте освещенности, соответствующей характеру зрительной работы.

Разряд зрительных работ диспетчерского управления в ОПУ относится к группе Шв. По нормативным документам освещенность помещения должна быть 300 лк, щиты вертикального положения должны быть освещены 150 лк.

Осветительные установки должны быть удобны и просты в эксплуатации, долговечны, отвечать требованиям эстетики, электробезопасности, а также не должны быть причиной возникновения взрыва или пожара. Обеспечение указанных требований достигается применением защитного зануления или заземления, ограничением напряжения питания переносных и местных светильников, защитой элементов осветительных сетей от механических повреждений.

#### 12.1.2 Шум оборудования

Шум — это беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры, более простое определение — это неблагоприятный воспринимаемый звук. Источником такого звука может быть абсолютно любые колебания в твердых жидких и газообразных средах

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов (реакторов).

Слуховой орган человека воспринимает в виде слышимого звука колебания упругой среды, имеющие частоту примерно от 20 до 20000 Гц, но наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц.

Восприятие человеком звука зависит не только от его частоты, но и от интенсивности и звукового давления.

Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления, но и от частотного диапазона шума, а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени.

В результате неблагоприятного воздействия шума на работающего человека происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. Всё это обуславливает большое оздоровительное и экономическое значение мероприятий по борьбе с шумом.

Для защиты персонала от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" и свод правил СП 51.13330.2011 «Защита от шума и акустика залов. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003») поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

### 12.1.3 ЭМП промышленной частоты

Электромагнитное поле образуется из электрического и магнитного полей, оказывающее на заряженные частицы силовое воздействие и определяемый во всех точках двумя парами векторных величин, которые характеризуют две его стороны - электрическое и магнитное поля.

Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.

Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется силой на движущуюся частицу, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

Влияющим фактором на здоровье обслуживающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и

сердечно - сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности рабочих движений, изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.

#### 12.1.4 Электробезопасность

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми электрозащитными средствами, обеспечивающими безопасность его работы и соблюдать меры безопасности.

Электрозащитные средства — переносимые, перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Электрозащитные средства в свою очередь делятся на основные и дополнительные, до 1 кВ и выше 1 кВ.

Основные электрозащитные средства - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением

Дополнительные электрозащитные средства — средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозащитными средствами.

«Основными электрозащитными средствами в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях под напряжением с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, канаты и т.п.)».

К основным электрозащитным средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1 кВ, относятся: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением выше 1 кВ относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические ковры, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие подставки и накладки, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

Дополнительными электрозащитными средствами, напряжением до 1 кВ являются: диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки-оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности. Электрозащитные средства рассчитываются на применение при наибольшем допустимом рабочем напряжении электроустановки [10].

## **12.2 Экологичность**

### **12.2.1 Влияние ПС на атмосферу**

Вещества, которые загрязняют атмосферу, образуются в результате деятельности человека делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освободившиеся атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF<sub>6</sub> практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF.

Трансформаторное масло является источником загрязнения атмосферы, которым заполнено маслonaполненное оборудование образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

#### 12.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

#### 12.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [6, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 35 кВ подстанции «Марково» стоят два трансформатора ТМН-4000/35/10. Габариты трансформатора: длина  $A=3,51$  м; ширина  $B=3,28$  м; высота  $H=2,82$  м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе  $m = 2.4$  т. Плотность масла  $\rho = 0,85$ т/м<sup>3</sup>.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа в качестве уста-новкой металлической решетки маслоприемника, так что в ПУЭ п.4.2.69, например, в п.4.2.69, например, она используется для разных типов. ичеством масла более 1 т на быть выполненными маслоприемники, маслосливы и маслосборники обслуживаемыми следующими требованиями, маслоприемники для

трансформаторов (реакторов) могут производить 20 тонн общего масла. Маслоприемники полотно слива масла полностью 0,25 м вокруг хорошей хорошей конструкции и закрытой металлической решеткой, поверхность которой уложен слоем чистого гравия или промытого гранитного гравия или промытого гранитного щебня ровно не менее 0,25 м. Наливать следует от 30 до 70 мм.

Объем маслоприемника без маслоотделения должен быть рассчитан на прием 100 % объема масла, заливаемого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с м<sup>2</sup> в течение 30 мин.

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

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{m}{\rho} = \frac{2,4}{0,85} = 2,82 \text{ м}^3 \quad (100)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина  $A=2,82$  м; ширина  $B=3,28$  м; высота  $H=3,51$  м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

$$S_{\text{МП}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (3,51 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,28 + 2 \cdot 1,5) = 40,9 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \text{ м}^2, \quad (101)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (3,51 + 3,28) \cdot 2,82 = 38,3 \text{ м}^2;$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{м}^3, \quad (102)$$

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

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

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

$$V_{H_2O} = (40,9 + 38,3) \cdot 0,2 \cdot 1800 \text{ л} = 28,5 \text{ м}^3.$$

Полный объем маслоприемника с учетом объема трансформаторного масла и воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения:

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3, \quad (103)$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 2,82 + 0,8 \cdot 28,5 = 25,6 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприёмника

$$H_{МП} = h_{ТМ+H_2O} + h_{Г} + h_{В}$$

где  $h_{ТМ+H_2O}$  – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

$h_{Г}$  – толщина слоя гравия, м;

$h_{В}$  – толщина воздушного промежутка, м.

Определяем толщину слоя трансформаторного масла и воды:

$$h_{ТМ+H_2O} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} = \frac{25,6}{40,9} = 0,6 \text{ м} \quad (104)$$

$$H_{МП} = 0, + 0,25 + 0,05 = 0,9 \text{ м}$$

При расчете исходных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь –  $m^2$ ; объём масла –  $m^3$ ; объём маслоприёмника – , глубина маслоприёмника м.

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 9

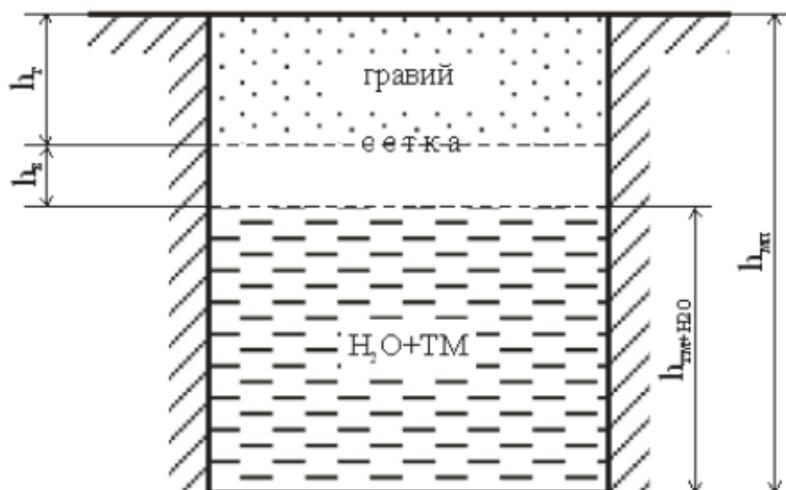


Рисунок 10 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

#### 12.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 35/10 кВ Марково находится в 94 метрах от границы жилой зоны села, поэтому перед установкой трансформатора ТМН-4000/35/10 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Таблица 31 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Суммарный скорректированный уровень звуковой мощности, дБА
2	трансформатор с естественной циркуляцией масла	4	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым зданиям	90.1

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА (СП 51.13330.2011):

$$L_a(R) = L_{pa} - 10 \lg(2\pi r^2) \quad (105)$$

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

$$L_{pa\Sigma} = 10 \lg e 10^{0,1pa} \quad (106)$$

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

$$DU_{LA} = L_{pa\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (107)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{pa\Sigma} - LA)}}{2\pi}} \quad (108)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ}=4$  МВ·А,  $U_{НОМ}=35$  кВ, трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной воздуха. Для данного типа трансформаторов корректированный уровень звуковой мощности  $L_{WA}=68$  дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \log \log (2 \cdot 10^{0,1 \cdot 68}) = 28 \text{ дБА.}$$

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

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

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (69-45)}}{2 \cdot \pi}} = 53 \text{ м}$$

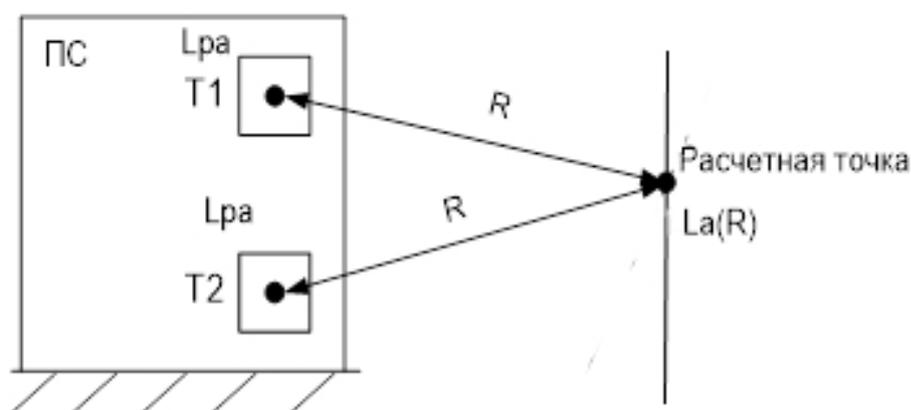


Рисунок 11 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 35/10 кВ Марково находится на удалении более 53 метров от территории прилегающей к жилым зданиям, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

### 12.3 Ситуации чрезвычайного характера

При эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, способные привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может стать возникновение пожара на объектах электроэнергетики.

12.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре

Территория предприятия (РЭС, МУ, ПС) должна постоянно содержаться в

чистоте, очищена от горючих отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т. д. Горючие отходы, мусор и т. д. должны собираться на специально отведенных площадках в контейнеры. или ящики, а затем вывозятся для дальнейшей утилизации. Запрещается загромождать проходы вокруг зданий и дороги материалами и оборудованием.

Вся территория предприятия, подразделения должны иметь капитальное ограждение и оборудованные проходные, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Свободный проход должен быть обеспечен ко всем зданиям и сооружениям предприятия. Все проезды (проезды, подъезды) и проезды к зданиям, сооружениям, открытым складам, пожарным резервуарам и гидрантам и другим источникам водоснабжения (пруды, каналы и др.), оборудованные специальными площадками (пирсами), а также подъезды к стационарные пожарные лестницы и пожарное оборудование должны содержаться в исправном состоянии, быть постоянно свободными, а зимой очищаться от снега и льда.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки транспортных средств, других механизмов и оборудования в местах сужения проезжей части и в местах развертывания пожарной техники согласно оперативному плану пожаротушения ПС (пожаротушения). карты).

Закрытие отдельных проездов и участков дорог на подстанции на ремонт или по иным причинам может производиться после согласования с руководством подстанции (объектовой пожарной частью при наличии) и устройства временных объездов или переходов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрутов.

Запрещается на территории предприятия, подразделений строительство временных сгораемых конструкции.

Территория предприятия должна иметь наружное освещение, достаточное

для быстрого поиска источников возгорания, наружных пожарных выходов, входов в здания и сооружения.

Временное хранение демонтированного или нового оборудования должно осуществляться на специально отведенных площадках, выполненных с искусственным водонепроницаемым покрытием (бетоном), с обваловкой по периметру.

Места временной и постоянной стоянки транспортных средств на территории определяются руководителем предприятия и должны быть обозначены.

Во всех производственных, вспомогательных и административных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями настоящей инструкции.

Для всех зданий, помещений, сооружений по их функциональному назначению (проект, техническая документация) должны быть разработаны инструкции по пожарной безопасности в соответствии с правилами пожарной безопасности, требованиями заводов-изготовителей, НТД, СНиП.

Для каждого отдельного помещения должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность, табличка с наименованием которого и номерами вызова пожарной охраны вывешивается на видном месте.

Для производственных и складских помещений, наружных установок должны быть определены категория взрывопожароопасности, а также класс зоны по правилам устройства электроустановок, которые должны быть указаны на дверях помещений или на установках.

Лица, ответственные за пожарную безопасность предприятий (подстанций), должны проходить обучение по пожарно-техническому минимуму один раз в три года.

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при его отступлении от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами. Запрещается сокращать ко-

личество эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в этих помещениях с нарушением требований действующих строительных норм и правил (СНиП).

На путях эвакуации должно содержаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены знаки для выхода персонала в соответствии с действующими ГОСТами.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в таре из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Размер запаса смазочных материалов устанавливается локальной инструкцией по мерам пожарной безопасности для соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.п.

После окончания смены горючие отходы и чистящие средства должны быть вынесены с рабочего места. Неиспользованные легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, а также краски, лаки и растворители должны быть

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения села Марково Благовещенского района Амурской области.

Был произведен сбор исходных данных. В соответствии с полученными данными был произведен расчет токов КЗ, было выбрано основное электрооборудование с учетом климатического исполнения, произведен расчет электрических нагрузок потребителей ПС 35/10 кВ «Марково», произведена реконструкция распределительной сети 10 кВ питающей потребителей.

Выбор основного электрооборудования и проверка уже установленного был произведен по классу напряжения и максимальному рабочему току и проверен на термическую и динамическую стойкость. Была рассчитана МТЗ и МТО.

В главе безопасность приведены требования правил электробезопасности и пожарной безопасности, был рассчитан уровень шума, издаваемый трансформатором и произведен расчет маслоприемника, результаты которых входят в установленный диапазон.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Агафонов, Г.Е. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Г.Е. Агафонов, И.В. Бабкин, Б.Е. Берлин. – СПб.: «Энергоатомиздат», 2002. – 727 с.
- 2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2004.
- 4 Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский государственный университет, 2013.
- 5 Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции; НЦ ЭНАС - Москва, 2005. - **310** с.
- 6 Григорьев, Ю.Г. Электромагнитное загрязнение окружающей среды/ Ю.Г. Григорьев, В.С. Степанов, Ю.П. Пальцев. - Москва :Бином, 1998. - 197 с.
- 7 ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 8 ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. Введено –01.01.89. – 15 с.
- 9 ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
- 10 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

- 11 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
- 12 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
- 13 Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения / Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. – 176с.
- 14 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб: 2007. – 57 с.
- 15 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.
- 16 Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.
- 17 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.
- 18 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.
- 19 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)
- 20 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.
- 21 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 4-е изд., доп. – М. : Академия, 2005 . – 443 с .
- 22 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков, Т.А. Галушко – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 151 с.

- 23 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 - 2019 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
<http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf>.  
– 25.05.14.
- 24 Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов, Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКГосслужбы, 2002. – 144 с.
- 25 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.
- 26 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.
- 27 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект» [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
<http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293810/4293810933.htm> . – 25.05.14.
- 28 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.
- 29 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.
- 30 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.

