

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 внешнего электроснабжения поселка городского типа Возжаевка Амурской области

Исполнитель

студент группы 742-обз

подпись, дата

И.А. Любушкин

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента И.А. Любушкина _____ 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы внешнего электроснабжения поселка городского типа Возжаевка Амурской области

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема электроснабжения 110/35 кВ Возжаевка

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

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 Возжаевка, однолинейная схема 10 кВ Возжаевского 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 07.04.21

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов

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

профессор, канд. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.21

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, 13 рисунков, 107 формул, 29 таблиц, 25 источников.

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

Необходимость в реконструкции Возжаевского района, питающегося от подстанции 110/35/10 кВ «Возжаевка» возникла в связи с большим износом существующего оборудования. Для повышения надежности электроснабжения потребителей в районе ПС 110/35/10 кВ «Возжаевка» выполнены следующие мероприятия. Произведен расчет электрических нагрузок потребителей ПС 110/35/10 кВ «Возжаевка». Произведена реконструкция распределительной сети 10 кВ питающей потребителей. Осуществлена проверка вновь устанавливаемого и существующего оборудования на действие токов короткого замыкания, а также произведена оценка надежности системы электроснабжения после реконструкции.

Также были рассмотрены вопросы промышленной безопасности и экологичности.

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	10
2 Анализ существующей системы электроснабжения поселка Возжаевка	13
2.1 Источники питания и их анализ	13
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов существующих ТП	13
2.3 Характеристика схемы электроснабжения поселка и ее анализ	15
2.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения поселка Возжаевка	15
3 Расчет электрических нагрузок	16
3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников	16
3.2. Расчет электрических нагрузок, вновь вводимых электроприемников	20
4 Низковольтное электроснабжение	22
4.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения	22
4.2. Определение расчетных мощностей на участках линий	22
4.3 Выбор площади сечений и количества линий	25
4.4 Расчет наружного освещения	29
5 Выбор ТП	31
5.1 Расчет электрических нагрузок ТП	31
5.2 Компенсация реактивной мощности	32
5.3 Выбор схемы и конструкции ТП	33
6 Разработка вариантов реконструкции системы внутреннего электроснабжения поселка Возжаевка и выбор оптимального варианта конфигурации сети	36
6.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	37
6.2 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	39
6.3 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 10 кВ	41
6.4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	42

7	Расчет токов короткого замыкания	46
7.1	Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	47
7.2	Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	52
8	Выбор и проверка электрических аппаратов	58
8.1	Выбор предохранителей 10 кВ для защиты трансформаторов	58
8.2	Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	60
8.3	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	62
8.4	Выбор выключателей 10 кВ	64
9	Заземление и молниезащита	66
9.1	Выбор и проверка заземления на подстанции	66
9.2	Проверка молниезащиты подстанции	73
10	Релейная защита и автоматика	76
10.1	Защита линий 10 кВ	76
10.2	Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ	80
10.3	Изоляция и защита от перенапряжений	81
11	Оценка надежности схемы	83
12	Безопасность и экологичность	89
12.1	Безопасность	89
12.1.1	Микроклимат помещения	89
12.1.2	Шум оборудования	91
12.1.3	ЭМП промышленной частоты	92
12.1.4	Электробезопасность	92
12.2	Экологичность	94
12.2.1	Влияние ПС на атмосферу	94
12.2.2	Влияние ПС на почву и гидросферу	95
12.2.3	Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	95
12.2.4	Расчет шумового воздействия трансформатора	98
12.3	Чрезвычайные ситуации	100

12.3.1 Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре	101
12.3.2 Требования пожарной безопасности к электроустановкам	105
12.3.3 Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения	106
Заключение	108
Библиографический список	109

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность передачи и распределения электроэнергии имеет большое значение. Приемлемая доля относительных потерь электроэнергии при этом составляет около 4-5%, предельная же оценивается в 10%.

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.

Система электроснабжения должна обеспечивать гибкость к растущим электрическим нагрузкам, электрическую и экологическую безопасность, согласованный с потребителем уровень надежности электроснабжения, нормированное качество электроэнергии.

Наиболее распространенные мероприятия по повышению энергоэффективности – эффективная загрузка трансформаторов, замена проводов, замена изношенных опор на новые.

В данном выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос реконструкции системы электроснабжения поселка Возжаевка Белогорского района Амурской области. За основу при реконструкции взята существующая схема электроснабжения, точные места расположения трансформаторных подстанций и центров питания. Непосредственно сама питающая сеть подлежит реконструкции, в том числе с изменениями трассы прокладки ЛЭП.

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

Поэтому целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения поселка Возжаевка Белогорского района Амурской области.

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

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

Предметом исследования в работе выступает система электроснабжения п. Возжаевка.

Научная новизна состоит в том, что результаты теоретического обзора по системе электроснабжения были применены к актуальному состоянию п. Возжаевка на современном этапе развития национальной экономики, что позволило сделать выводы и определить пути совершенствования системы электроснабжения п. Возжаевка.

Практическая значимость работы состоит в возможности внедрения результатов исследования в деятельность п. Возжаевка в целях подготовки и реализации мер, направленных на совершенствование системы электроснабжения поселка.

Источниками информации служат справочники, специальная литература, ГОСТы, инструкции.

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

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Амурская область – субъект Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного федерального округа. Административный центр – город Благовещенск.

Граничит с Якутией на севере, с Хабаровским краем на востоке, с Еврейской автономной областью на юго-востоке, и с Забайкальским краем на западе. Юго-западная граница Амурской области является государственной границей Российской Федерации и граничит с Китаем.

Территория Амурской области составляет 361 908 км² (14-е место).

Амурская область имеет сложное геологическое строение, поскольку расположена в месте сочленения Сибирской и Китайской платформ. Горы и возвышенности занимают 60 % её современной территории. Горные массивы покрывают северную и восточную часть области. Всего в области более 20 горных хребтов. Преобладают сравнительно невысокие возвышенности со сглаженными округлыми вершинами.

Климат Амурской области 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, циркуляция атмосферы, географические факторы - взаимодействуют, определяя особенности климата любой территории. Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого тёплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На севере области средняя январская температура понижается до -40 °С. В межгорных впадинах до -50 °С. К югу температуры повышаются. На юге проходят изотермы от -28 °С до -24 °С. Зима в

области суровая. В Благовещенске январские температуры варьируют от -24°C до -27°C . Бывают морозы до -44°C . Лето на юге области тёплое. Здесь проходят изотермы от 18°C до 21°C . Тёплым бывает лето и в межгорных долинах севера, где летние температуры поднимаются до $16\text{—}17^{\circ}\text{C}$. В горных районах температура с высотой достигает 12°C . Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать 38°C , а на юге до 42°C .

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках.

Село Возжаевка находится на 25 км юго-восточнее Белогорска. Оно расположено рядом с Транссибирской магистралью. Рядом находится совсем маленькое село - Амурское. Через село Амурское проходит автомагистраль Чита — Хабаровск.

Численность села Возжаевка по данным на 1 января 2020 года – 4988 человек.

В настоящее время крупнейшими предприятиями села являются кирпичный завод и ОАО «560 – БТРЗ» – бронетанковый ремонтный завод. На территории села имеются 2 средних школы, в которых обучаются 984 человек.

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 ПОСЕЛКА ВОЗЖАЕВКА

2.1 Источники питания и их анализ

Основными питающими подстанциями является ПС 110/35/10 кВ Возжаевка, ПС 35/10 кВ Индустрия и ПС 35/10 Тупиковая. Которые в свою очередь питаются от системообразующих центров ПС 220/110/35/10 кВ Белогорская и ПС 110/35/10 кВ Ромны. 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 110/35/10 кВ Возжаевка

№ п/п	Наименование	Мощность	Данные контрольных замеров
1	4-69	400	371,2
2	8-20	250	73,4
3	8-30	250	201,8
4	8-02	2х630	301,9
5	8-44	250	121,7
6	8-45	250	197,8
7	8-46	630	601,3
8	8-47	250	213,8
9	8-49	250	231,2
10	8-51	400	203,4
11	8-70	250	200,2

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.

$$K_{з.ф}(4 - 69) = \frac{371.2}{400} = 0,93 ,$$

Фактическую нагрузку остальных силовых трансформаторов сведем в таблицу:

Таблица 2 – Фактическая нагрузка силовых трансформаторов

№ п/п	Наименование	Фактическая нагрузка силовых трансформаторов
1	4-69	0,93
2	8-20	0,29
3	8-30	0,81
4	8-02	0,24
5	8-44	0,49
6	8-45	0,79
7	8-46	0,95
8	8-47	0,86
9	8-49	0,92
10	8-51	0,51
11	8-70	0,80

2.3 Характеристика схемы электроснабжения поселка и ее анализ

Схема сети 10 кВ Возжаевка достаточно разветвленная, большое количество отпаяк от основного ствола фидера, что связано с большой разбросанностью потребителей. В основном фидер выполнен голым проводом АС сечением 35-50 мм², чего при существующих нагрузках совершенно недостаточно. Дополнительное новое строительство по технологическому присоединению выполнялось изолированным проводом СИП-3, сечением 50-95 мм². Соответственно головной участок, построенный проводом АС 35-50 не пропускает существующие нагрузки. Линия в основном выполнена на железобетонных опорах со стеклянной изоляцией.

2.4 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения поселка Возжаевка

В связи с большим износом существующего оборудования и продолжающейся застройкой поселка сложилась ситуация о неравномерном распределении сечений питающего фидера и отпаяк от него, данная ситуация приводит к росту потерь электроэнергии, большим потерям напряжения на линии. Силовые трансформаторы загружены неравномерно, что подтверждает расчёт коэффициента фактической загрузки силовых трансформаторов.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников

Расчет электрических нагрузок поселка городского типа заключается в определении потребляемых мощностей тем или иным потребителем (электроприемником) при этом важно оценить какая именно нагрузка подключена к сети, то есть ее тип. Потому что от этого зависит дальнейший выбор мощности силовых трансформаторов, сечений питающих линий. В основном в Возжаевке сконцентрированы частные дома, коттеджи и несколько многоквартирных домов с небольшой долей промышленной нагрузки. Подробный расчет и реконструкцию сети 0,4 кВ произведем на участке, подключенном к ТП № 8-30 Х/Н. К данной ТП подключены частные дома, возжаевский участок, а также есть ряд заявок на технологическое присоединение, которые необходимо обеспечить свободной мощностью.

Расчет ведется на основании инструкции по проектированию городских электрических сетей, которая распространяется как вновь сооружаемые, так и на реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) 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) $S_{р.}$, 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 $P_{\text{ж.д.общ}}$ - расчетная электрическая нагрузка жилого здания, в которое встраивается учреждение;

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

$K_{\text{н.м.}}$ - 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:

$$P = P_{\text{уд}} \cdot m, \quad (6)$$

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

- для предприятий торговли, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи, кВт/м²;

- 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, м²;

- количество мест, место;

- масса вещей, кг.

Расчетная реактивная мощность здания Q_p кВар, определяется по формуле:

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

где P_p - расчетная электрическая нагрузка общественного здания, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ - 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 № 8-30 X/Н, это частные дома значит для одного дома нагрузка будет равна:

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

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

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

На данный момент к ТП подключено 8 коттеджей и Возжаевский участок, тогда итоговая мощность будет равна:

$$S_{\text{р.ж.д.ТП 8-30}_{\text{X}}^{\text{H}}(\text{коттеджи})} = 14,1 * 8 = 112,8 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{р.ж.д.ТП 8-30}_{\text{X}}^{\text{H}}\text{общая}} = 112,8 + 89 = 201,8 \text{ кВА}.$$

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	$tq \varphi$	Q , кВар	S , кВА
1	2	3	5	6	7	8
Коммунально – бытовые потребители						
1	Коттедж	85	13,8	0,2	2,76	14,1
Учреждения культурно бытового назначения (просвещения, здравоохранения, торговля, общественное питание. связь и т.д.)						
2	Возжаевский участок	1	84	0,35	29,4	89
3	Котельная (база)	1	192	0,31	59,52	201,01
4	Насосная	3	231,5	0,35	81,1	245,3
5	Магазин	11	21	0,75	15,75	26,25
6	Школа	1	12,5	0,33	4,125	13,2
7	Гаражи	7	17	0,8	13,6	21,8
8	Административные здания	2	10	0,57	5,7	11,5
9	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 существующих нагрузок необходимо учитывать и перспективный рост нагрузки, а также замена существующих деревянных опор линий электропередач на железобетонные опоры и увеличение существующего сечения линий. Перспективный рост нагрузки в основном

происходит на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ за счет присоединения новых жилых домов или увеличения нагрузки в существующих домах.

Согласно данным о технологическом присоединении, в данном районе, планируется строительство 32 новых коттеджей, из которых 12 уже на стадии завершения (рисунок 1). Тем самым нас ожидает рост нагрузки в размере:

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

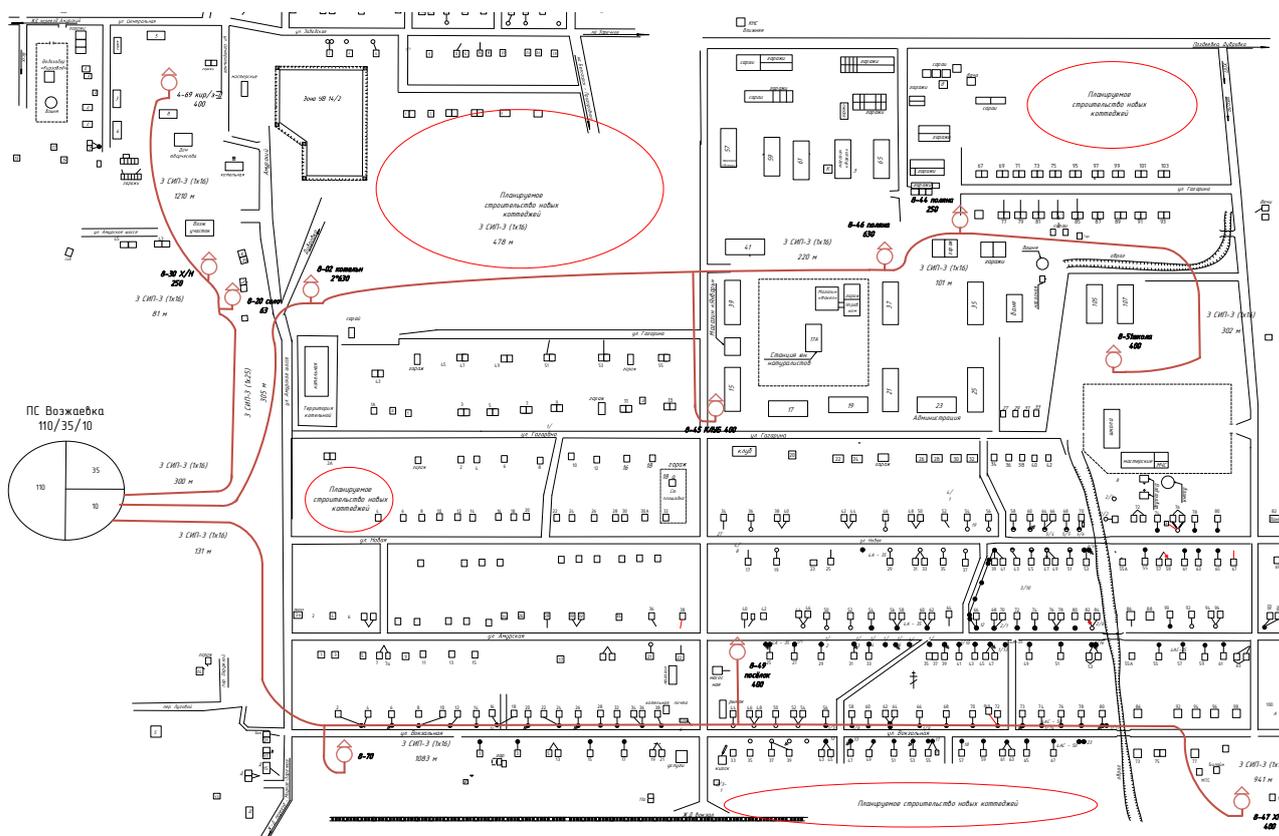


Рисунок 1 – Схема посёлка с планируемыми зонами строительства новых коттеджей (красные круги)

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными, четырехпроводными. В основном применяется радиальная схема распределения от понижающих ТП 10/0,4 кВ. Нейтральный провод заземлен на ТП 10/0,4 кВ и в конце каждой ветви или линии длиной более 200 м или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ветви, где подключена нагрузка.

Потребители относятся к потребителям II и III категории надежности электроснабжения.

Основным принципом построения распределительной сети 0,4 кВ для электроприемников второй категории является сочетание петлевых схем, обеспечивающих двухстороннее питание потребителей. При этом линии в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП.

Для жилых домов с электроплитами, административных зданий, учебных заведений предусматривается два ввода в ВРУ, которые позволяют обеспечивать резервное электроснабжение при отключении питания 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 электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

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.

Определим расчетную электрическую нагрузку для линии №1 питаемой от ТП № 8-30 х/н рисунок 2.

Расчетная электрическая нагрузка равна

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

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

$$S_{р.л.} = \sqrt{P_{р.л.}^2 + Q_{р.л.}^2} = 39.41 \text{ кВА.}$$

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

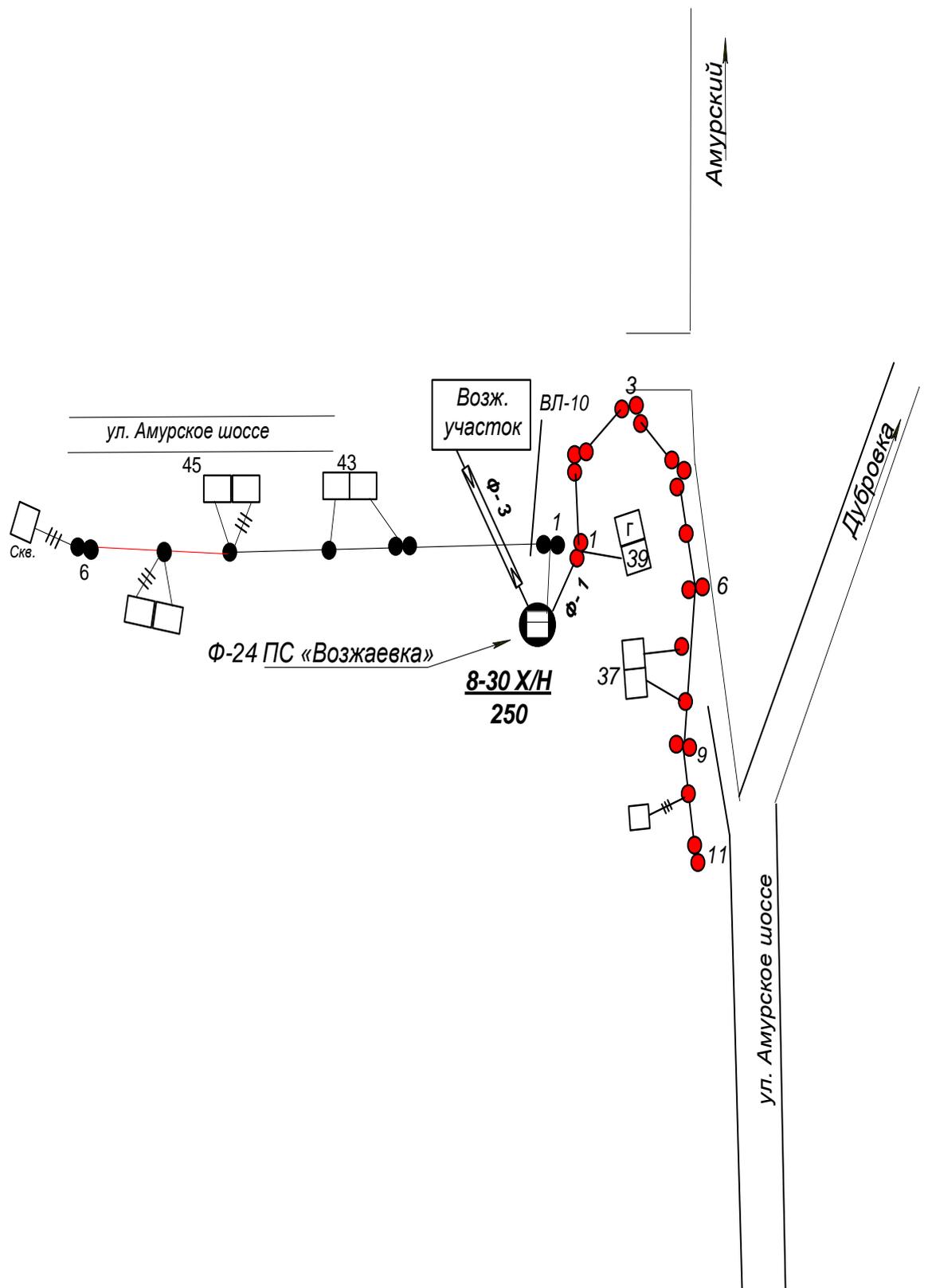


Рисунок 2 – Схема сети 0,4 кВ ТП № 8-30 х/н

Таблица 4 – Расчетные нагрузки линий 0,4 кВ

ТП	№ кабеля	S, кВА	ТП	№ кабеля	S, кВА
8-30	1	39,41	8-46	1	141,3
	2	64,74		2	164,2
	3	97		3	171,1
8-20	1	144,8		4	98,6
4-69	1	52,1		5	26,1
	2	24,9	8-51	1	68,1
	3	25,1		2	61,2
	4	201,4		3	61,2
	5	26,4		4	103,2
	6	41,3		5	59,7
8-02	1	261,9		8-47	1
	2	161,5	2		71,6
8-44	1	81,7	3		48,7
	2	116,6	4		57,2
	3	27,5	5		17,4
8-49	1	47,1	8-45	1	23,4
	2	51,1		2	23,4
	3	23,8		3	151
	4	41,8	8-70	1	124,1
	5	67,4		2	76,1

4.3 Выбор площади сечений и количества линий

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция сети 0,4 кВ с использованием самонесущего 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 более двух-трех сечений проводов.

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 мм²;
- ответвление к вводам выполняется сечением не менее 16 мм².

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 предварительный 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 № 8-30 х/н:

$$I_{р.л.} = \frac{39.41 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 56.9 \text{ А.}$$

Принимаем сечение 3x16+1x25 мм² 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 ²	$I_{доп}$, А
1	2	3	4	5	6
8-30	1	39,41	56,95	3x16+1x25	100
	2	64,74	93,55	3x50+1x70	195
	3	97	140,17	3x50+1x70	195
8-20	1	144,8	209,25	3x95+1x95	300
4-69	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
8-02	1	261,9	378,47	3x240+1x96	515
	2	161,5	233,38	3x95+1x95	300
8-44	1	81,7	118,06	3x50+1x70	195
	2	116,6	168,50	3x50+1x70	195
	3	27,5	39,74	3x16+1x25	100
8-49	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

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
8-46	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
8-51	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
8-47	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
8-45	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
8-70	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. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % от номинального.

Потеря напряжения 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 № 8-30 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	$I_{\text{р.л}}$, А	ΔU , %	ТП	№ кабеля	$I_{\text{р.л}}$, А	ΔU , %
8-30	1	56,95	2,2	8-46	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
8-20	1	209,25	4,08		4	142,49	4,3
4-69	1	75,29	2,14		5	37,72	3,98
	2	35,98	4,76	8-51	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
8-02	1	378,47	1,02	8-47	1	27,31	3,98
	2	233,38	0,73		2	103,47	4,76
8-44	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
8-49	1	68,06	4,76	8-45	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	8-70	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:

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

где $P_{\text{ос.уд}}$ - 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
8-30	0,9	6	5,4
8-20	0,4	6	2,4
4-69	1,1	6	6,6
8-02	0,7	6	4,2
8-44	0,8	6	4,8
8-49	0,5	6	3
8-46	1,2	6	7,2
8-51	1,6	6	9,6
8-47	0,87	6	5,22
8-45	0,64	6	3,84
8-70	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.

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

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

$p_{\text{доб}i}$ - 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 ΔP от меньшей.

Для примера рассчитаем нагрузку на шинах 0,4 кВ ТП № 8-30 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:

$$S_{\text{ТП8-30 р.}} = S_{\text{ТП8-30 сущ.}} * 3,2\%; \quad (14)$$

$$S_{\text{ТП19-16 р.}} = 201,15 * 3,2\% = 207,6 \text{ кВА.}$$

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

Таблица 8 – Расчет нагрузки, приведенный к шинам ТП

№ ТП	$S_{\text{р.л.}}$,кВА
8-30	207,6
8-20	149,4
4-69	383,1
8-02	436,9
8-44	233,1
8-49	238,6
8-46	620,5
8-51	364,7
8-47	220,6
8-45	204,1
8-70	206,6

5.2 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности направлена в основном на экономию (уменьшению потерь) 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, как правило, не требуется, если в нормальном режиме работы расчетная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 квар, поэтому компенсация реактивной нагрузки не требуется.

5.3 Выбор схемы и конструкции ТП

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

Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Применение трехтрансформаторных подстанций вызывает дополнительные капитальные затраты и повышает годовые эксплуатационные расходы. Трехтрансформаторные подстанции используются редко, как вынужденное решение при реконструкции, расширении подстанции, при системе раздельного питания силовой и осветительной нагрузок, при питании резкопеременных нагрузок.

Однотрансформаторные ТП 10/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по переключкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения, то реконструкцию сети будем производить с использованием двух и однотрансформаторных ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП № 8-30 х/н:

$$S_{PT1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{0_{ТП}}}; \quad (15)$$

$$S_{ТП\ 8-30} = \frac{207,6}{2 \cdot 0,7} = 148,3 \text{ кВА},$$

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

n_T - число трансформаторов;

K_3^{OPT} - коэффициент загрузки трансформаторов.

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

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

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП 8-30 х/н:

$$K_{3.норм.} = \frac{S_p}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}; \quad (16)$$

$$K_{3.норм.} = \frac{207,6}{2 * 250} = 0,41;$$

$$K_{3.ПА.} = \frac{S_p}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}; \quad (17)$$

$$K_{3.ПА.} = \frac{207,6}{1 * 250} = 0,83 \leq 1,4.$$

Коэффициент загрузки как в аварийном режиме, так 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
8-30	2хТМ – 250/10	207,6	0,5	0,5
8-20	ТМ - 250/10	149,4	0,6	0,6
4-69	2х ТМ - 630/10	383,1	0,3	0,61
8-02	2х ТМ - 630/10	436,9	0,35	0,7
8-44	ТМ - 400/10	233,1	0,6	0,6
8-49	2х ТМ - 400/10	238,6	0,3	0,6
8-46	2х ТМ - 630/10	620,5	0,5	0,98
8-51	2х ТМ - 400/10	364,7	0,46	0,91
8-47	2х ТМ - 250/10	220,6	0,44	0,9
8-45	ТМ - 250/10	204,1	0,51	0,51
8-70	ТМ - 250/10	206,6	0,51	0,51

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

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
ТМ - 630/10	2,27	7,6	5,5	2
ТМ - 400/10	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ - 250/10	1,05	3,7	4,5	2,3

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

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

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

Рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

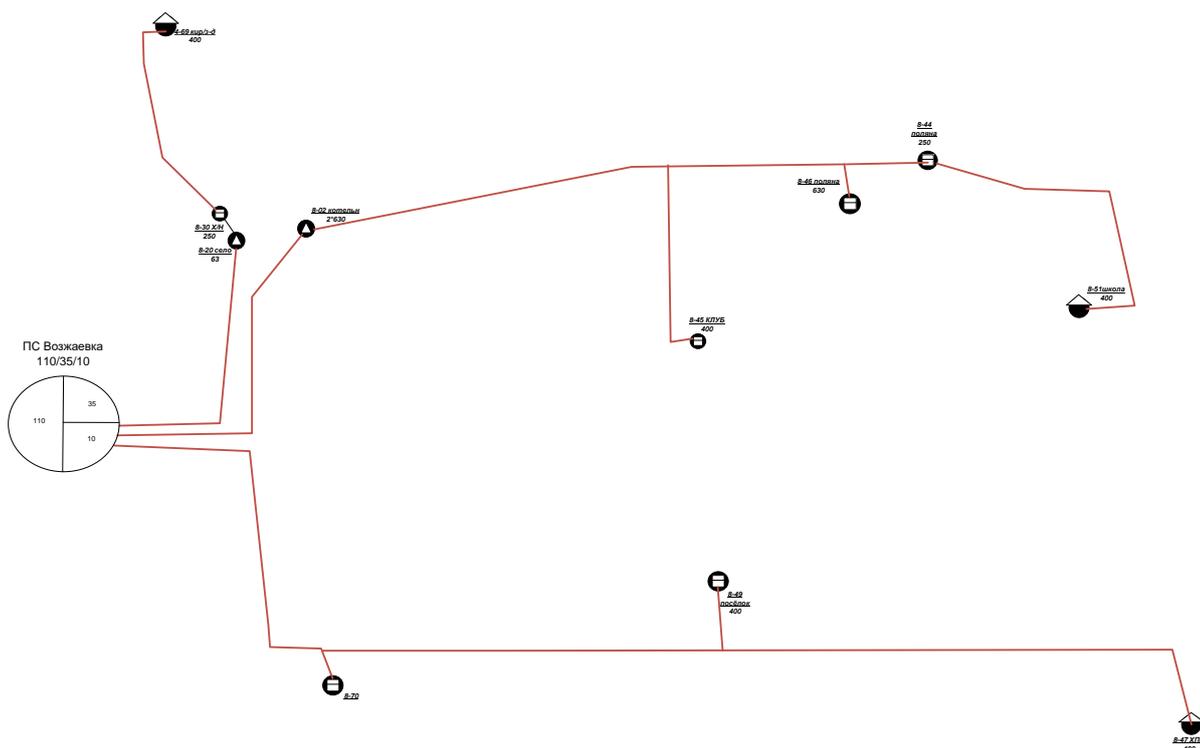


Рисунок 3 – первый вариант конфигурации сети

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.

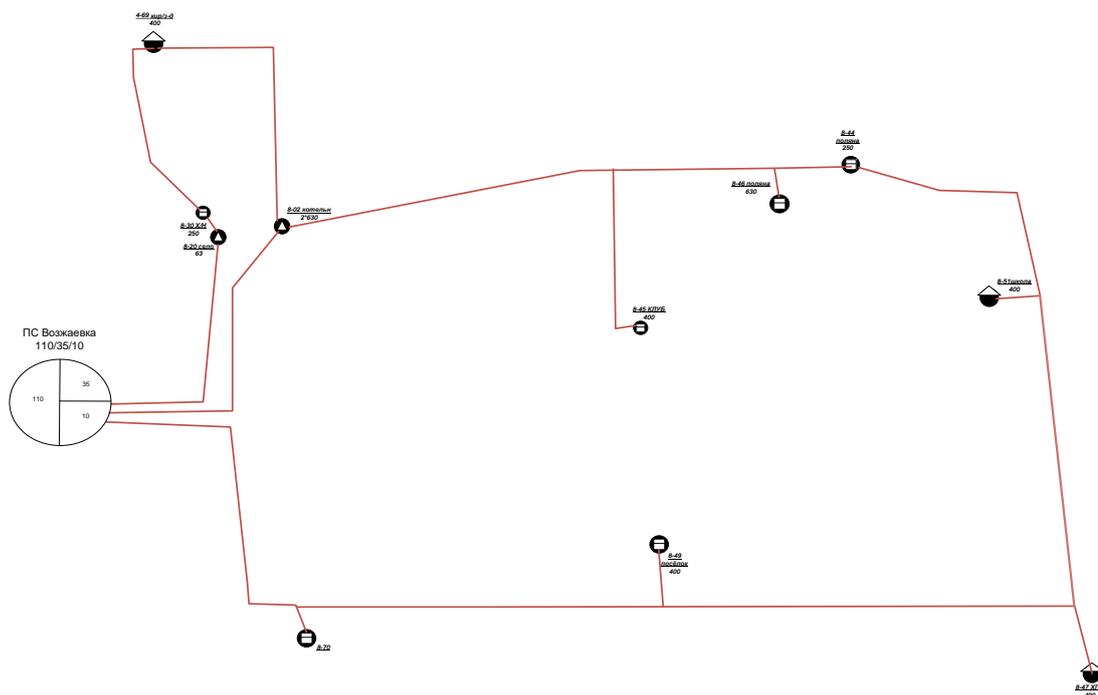


Рисунок 4 – второй вариант конфигурации сети

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

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 потери в обмотках трансформатора, и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода - это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

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

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

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

ΔP_{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 № 8-20 село:

$$\Delta P_T = 1,05 + 3,7 * \left(\frac{149,4}{250} \right)^2 = 2,76 \text{ кВт} ;$$

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

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

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

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

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

Таблица 11 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	$S_{\text{ТП}}$, кВА
8-30	227,6
8-20	159,7
4-69	389,3
8-02	441,2
8-44	239,4
8-49	247,2
8-46	627,4
8-51	373,3
8-47	231,9
8-45	218,9
8-70	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 линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (21)$$

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.

$$S_{pф1} = S_{ТП8-20} = 159,7 \text{ кВА}; \quad (22)$$

$$I_p = \frac{159,7}{10 \cdot \sqrt{3}} = 9,23 \text{ А.}$$

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 мм²;
- на ответвлении от магистрали ВЛ не менее 50 мм².

Так как нагрузка сравнительно небольшая для магистральных участков и для ответвлений выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 50 мм² 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	8-20	0,3	16	0,82	0,19	100	44,9
8-20	8-30	0,08	16	0,82	0,19	100	35,7
8-30	4-69	1,21	16	0,82	0,19	100	22,5
Ф-2							
ПС	8-02	0,3	25	0,71	0,22	150	109,8
8-02	8-45	0,478	16	0,71	0,19	100	88,3
8-45	8-46	0,22	16	0,82	0,19	100	74,4
8-46	8-44	0,1	16	0,82	0,19	100	38,2
8-44	8-51	0,3	16	0,82	0,19	100	25,5
Ф-3							
ПС	8-70	0,13	16	0,82	0,19	100	40,2
8-70	8-49	1,08	16	0,82	0,19	100	26,8
8-49	8-47	0,94	16	0,82	0,19	100	12,6

Таблица 13 - Длины и сечения вариантов реконструкции

Сечение, мм ²	l, км
1 Вариант	
25	0,3
16	4,84
2 Вариант	
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 8-20 фидера 1:

$$\Delta U_{1-15} = \frac{\sqrt{3} * 44,9 * 0,3}{10 * 10^3} * (0,82 * 0,98 + 0,19 * 0,2) * 100\% = 0,2 \%$$

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	8-20	0,3	0,2
8-20	8-30	0,08	0,1
8-30	4-69	1,21	0,4
Ф-2			
ПС	8-02	0,3	0,1
8-02	8-45	0,478	0,5
8-45	8-46	0,22	0,6
8-46	8-44	0,1	0,2
8-44	8-51	0,3	0,1
Ф-3			
ПС	8-70	0,13	0,1
8-70	8-49	1,08	0,4
8-49	8-47	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 параметры ТП в двух вариантах внешнего электроснабжения Октябрьского

района 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 ²	к ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
25	129,492	47
16	104,824	41

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

Таблица 16 – Капиталовложения в ВЛ

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

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

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

где $И_a$ - среднегодовое отчисление на амортизацию;

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

$И_{DW}$ - 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:

$$I_э = a_э * K, \quad (27)$$

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

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{DW} = C_0 * DW, \quad (28)$$

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_{dw} , 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 следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E * K + I, \quad (29)$$

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

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$Z_{\text{ср.г1}} = 919,5$ тыс. руб.

$Z_{\text{ср.г2}} = 976,29$ тыс. руб.

Затраты двух вариантов отличаются на 6%, 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 (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность. 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 Возжаевка;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

При определении токов КЗ используют, как правило, 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 использованием 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 необходимо составить расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

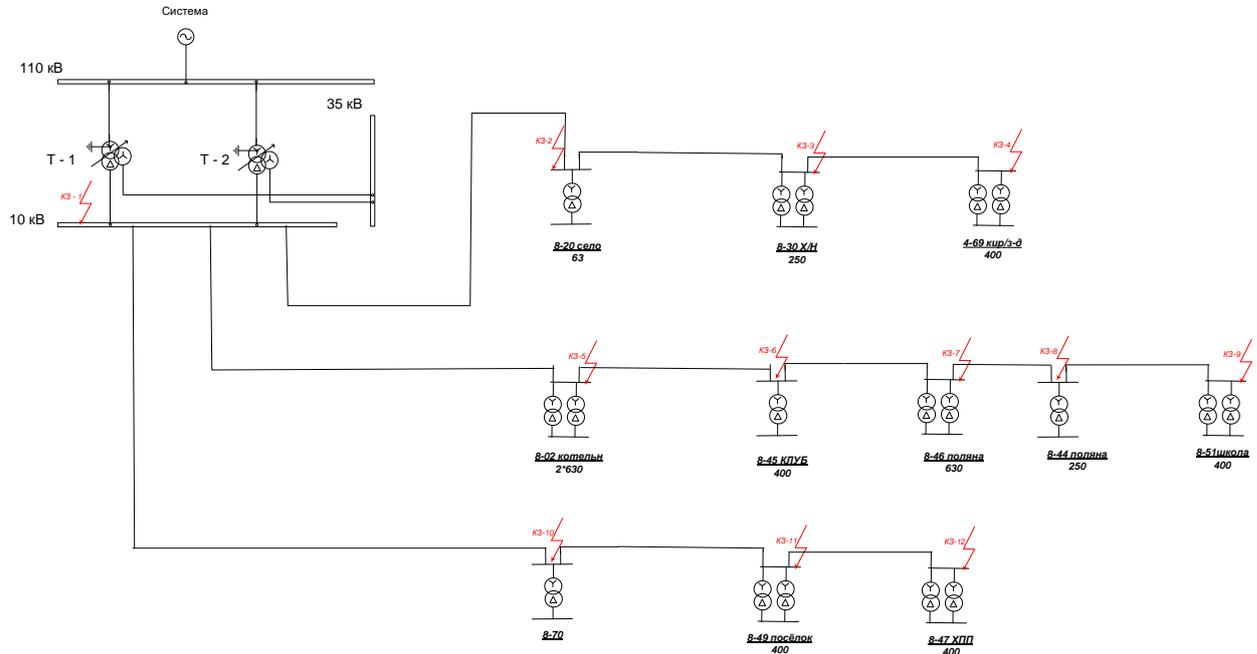


Рисунок 5 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем электрическую схему замещения, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно ТП 1.

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения 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:

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

$$S_{C*} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{K3}} \cdot \quad (31)$$

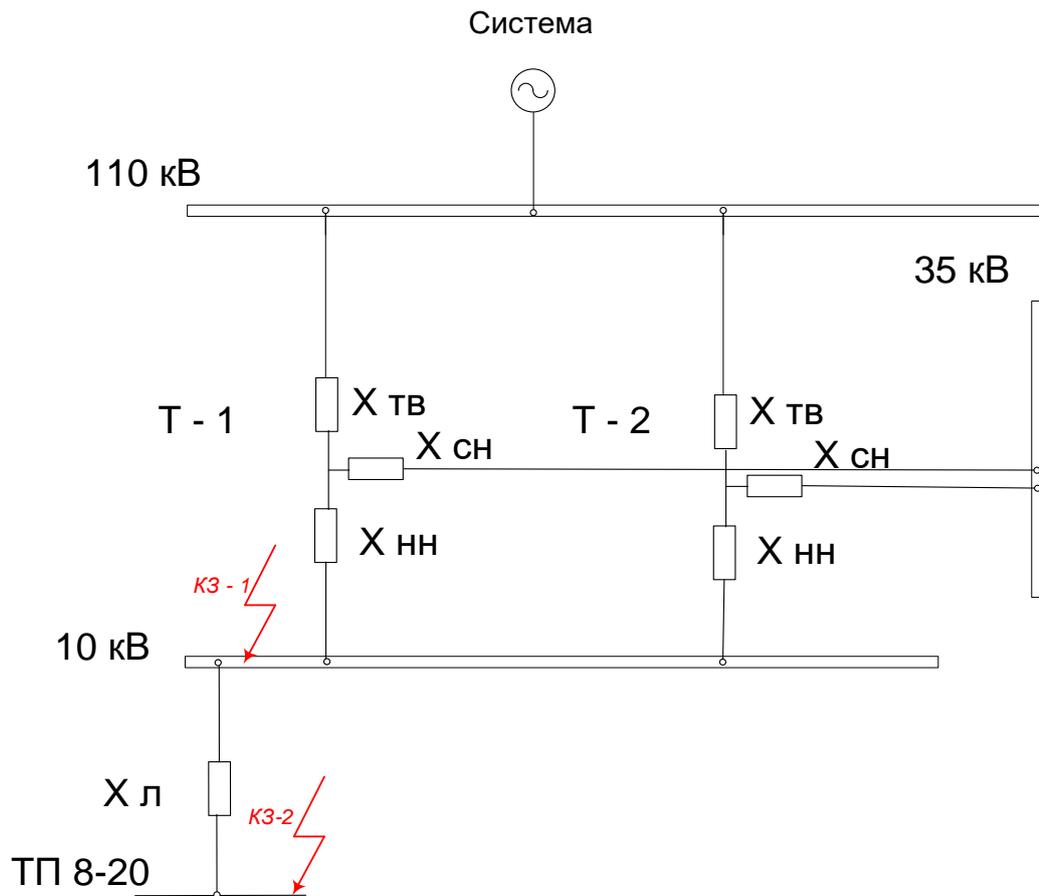


Рисунок 6 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

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

Сопротивление линий находится по формуле:

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

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

L - длина линии, км (см.табл.3);

U_{CP} - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться:

$$I_{\text{Пoi}}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_{\text{б}}, \quad (33)$$

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

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

Ударный ток i_y определяется как:

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

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_{Σ} и R_{Σ} – соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивления схемы от источника питания до места КЗ;

ω – угловая частота.

Аperiodическая составляющая тока находится как:

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

Сопротивление линий до ТП №8-20:

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

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

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

№ точки КЗ	ТП	$X_{л}$, о.е.
1	8-20	0,05
2	8-30	0,013
3	4-69	0,21
4	8-02	0,06
5	8-45	0,08
6	8-46	0,04
7	8-44	0,02
8	8-51	0,051
9	8-70	0,022
10	8-49	0,19
11	8-47	0,16

Сопротивление трансформатора на ПС Возжаевка:

Два трансформатора типа ТДТН-16000/110/35/10

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 КЗ1:

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

$$X_1 = \frac{x_{T1} * x_{T1}}{x_{T1} + x_{T1}} = 0,55 \text{ о. е.}$$

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

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

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

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 11,9 * \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,000284}}\right) = 17,12 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{\text{по}} = \sqrt{2} * 11,9 = 17,06 \text{ кА.}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{\text{откл}}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

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

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

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

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

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

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

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

Таблица 19 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{по}}$, А	$i_{\text{уд}}$, А	i_a , А	$B_{\text{к}}$, Ка*С
ПС Возжаевка	ПС Возжаевка	11,9	17,12	17,06	7,9
1	8-20	11,04	15,87	15,57	6,74
2	8-30	10,83	15,58	15,28	6,49
3	4-69	8,29	11,98	11,68	3,80
4	8-02	10,88	15,64	15,34	6,55
5	8-45	9,74	14,03	13,73	5,24
6	8-46	9,25	13,34	13,04	4,73
7	8-44	9,02	13,02	12,72	4,50
8	8-51	8,50	12,28	11,98	3,99
9	8-70	11,53	16,55	16,25	7,35
10	8-49	8,89	12,84	12,54	4,37
11	8-47	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 19-16, мощностью 630 кВА, и в конце отходящей линии №1.

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

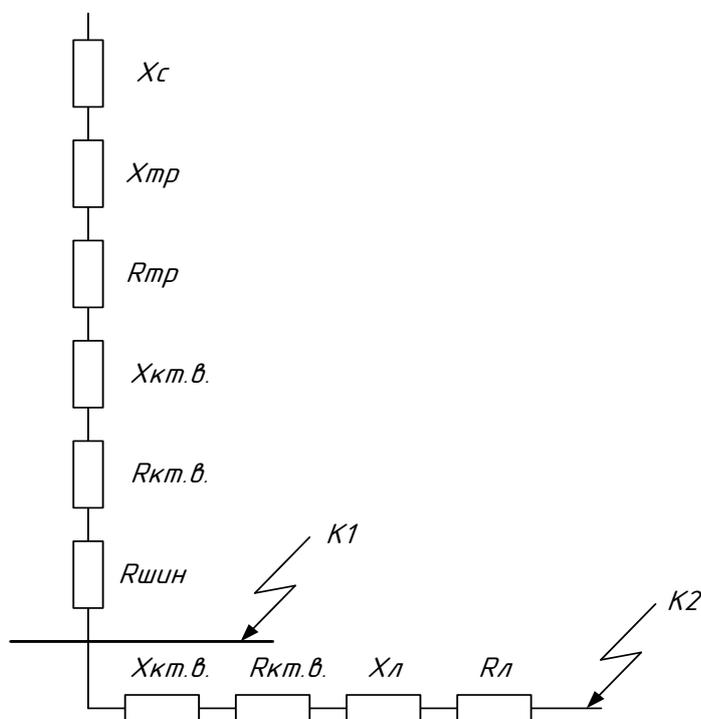


Рисунок 7 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

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 8-20 равен:

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

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

Сопротивление системы:

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

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

Также необходимо учесть сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, болтовых соединений:

$$r_{кв} = 0,41 \text{ мОм};$$

$$x_{кв} = 0,13 \text{ мОм};$$

$$r_{кон.к} = 0,0024 \text{ мОм}.$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

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

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

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

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

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{9.9^2 + 43.86^2}} = 5.14 \text{ кА};$$

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

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

Ударный ток в точке К1:

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

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

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

В качестве несимметричного короткого рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, 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:

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

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

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

$$x_{K1} = 2 * 1.1 + 3 * 0,8 + 3 * 43.86 = 136.18 \text{ мОм.}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

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

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

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

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

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

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в 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	іуд, кА	I _{ПОmax} ⁽¹⁾ , кА	I _{ПОmin} ⁽¹⁾ , кА	I _{уд} ⁽¹⁾ , кА
1	2	3	4	5	6	7
8-20	2,61	2,57	5,74	0,85	0,85	1,88
8-30	1,12	1,12	2,47	0,37	0,37	0,82
4-69	1,48	1,47	3,25	0,49	0,49	1,07
8-02	2,03	2,01	4,46	0,67	0,67	1,47
8-45	2,61	2,57	5,74	0,85	0,85	1,88
8-46	2,59	2,55	5,69	0,85	0,85	1,86
8-44	2,35	2,32	5,16	0,77	0,77	1,69
8-51	1,05	1,05	2,32	0,35	0,35	0,77

1	2	3	4	5	6	7
8-70	2,61	2,57	5,74	0,85	0,85	1,88
8-49	2,18	2,15	4,78	0,72	0,71	1,57
8-47	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	$I_{\Pi 0 \max}$, кА	$I_{\Pi 0 \min}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{\Pi 0 \max}^{(1)}$, кА	$I_{\Pi 0 \min}^{(1)}$, кА	$I_{уд}^{(1)}$, кА
1	2	4	3,3	8,8	1,2	1,1	2,6
8-30	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
8-20	1	4,5	4,5	9,9	4,5	4,5	9,9
4-69	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
8-02	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
8-44	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
8-49	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
8-70	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
8-45	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
8-47	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
8-51	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
8-46	1	1,14	0,63	1,62	0,38	0,30	0,54
	2	0,89	0,49	1,26	0,30	0,23	0,42
	3	2,02	1,13	2,86	0,68	0,54	0,96
	4	2,11	1,18	2,99	0,71	0,56	1,00
	5	1,37	0,75	1,93	0,46	0,36	0,65

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 (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются главным образом кварцевые предохранители типа ПК. Кварцевые предохранители имеют несколько важных положительных свойств: они обладают токоограничивающей способностью (благодаря очень быстрому гашению электрической дуги ток КЗ не успевает достичь своего максимального амплитудного значения); 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:

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

где $I_{\text{к.мах}}$ - максимальное значение тока при КЗ в месте установки, кА (таблица).

Произведем выбор предохранителя на ТП 8-30

Номинальный ток трансформатора ТМ-250/10:

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

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 (на каждой фазе), 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 ($I_{\text{ном.о}} = 20$ кА для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

– току плавкой вставки:

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

– номинальному току отключения:

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

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	
		$I_{ном}, А$	$I_{откл}, кА$	$2 \cdot I_{т.ном}, А$	$I_{п0}, кА$
8-20	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	13,8	2,61
8-30	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	13,8	1,12
4-69	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	34,7	1,48
8-02	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	34,7	2,03
8-45	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	13,8	2,61
8-46	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	34,7	2,59
8-44	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	22,02	2,35
8-51	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	22,02	1,05
8-70	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	13,8	2,61
8-49	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	22,02	2,18
8-47	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 22.

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 _{вст} , А	Тип предохранителя
8-30	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
8-20	1	144,8	209,25	250	ПН-2 –250
4-69	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
8-02	1	261,9	378,47	400	ПН-2 –400
	2	161,5	233,38	250	ПН-2 –250
8-44	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
8-49	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
8-70	1	141,3	204,19	250	ПН-2 –250
	2	164,2	237,28	250	ПН-2 –250
8-45	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
8-47	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
8-51	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
8-46	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:

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

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

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

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

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

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 8-20 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
8-30	1	56,95	100	ВА57-35-341210-100А
	2	93,55	100	ВА57-35-341210-100А
	3	140,17	250	ВА57-35-340010-250А
8-20	1	209,25	250	ВА57-35-340010-250А
4-9	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
8-02	1	378,47	500	ВА 57-39-500
	2	233,38	250	ВА57-35-340010-250А
8-44	1	118,06	250	ВА57-35-340010-250А
	2	168,5	250	ВА57-35-340010-250А
	3	39,74	100	ВА57-35-341210-100А
8-49	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
8-70	1	204,19	250	ВА57-35-340010-250А
	2	237,28	250	ВА57-35-340010-250А
8-45	1	247,25	250	ВА57-35-340010-250А
	2	142,49	250	ВА57-35-340010-250А
	3	37,72	100	ВА57-35-341210-100А
8-47	1	27,31	100	ВА57-35-341210-100А
	2	103,47	250	ВА57-35-340010-250А
	3	70,38	100	ВА57-35-341210-100А
8-51	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
8-46	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, убедились, 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 аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

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

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

где β_H - номинальное значение относительного содержания аperiodической 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-СЭЩ-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 ² с	$BK = 7,87$ кА ² 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	$I_{ат} \leq i_{аном}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

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

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

9.1 Выбор и проверка заземления на подстанции

Заземляющее устройство подстанции 110/10 кВ Возжаевка 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 $L_{\text{в}} = 5$ м с сечением $S_{\text{пр.в}} = 154$ мм² для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечением $S_{\text{пол}} = 160$ мм² для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями b принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-110 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 шинах 110 кВ;

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

β - 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, α_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 (стержня):

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

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

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

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

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;

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

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

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

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

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

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:

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

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:

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

Окончательно 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 внахлест.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{\text{ОПУ}} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{\text{ср}} \cdot R_B)}, \quad (77)$$

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

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

Определим импульсное сопротивление заземлителя

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

где α_u - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{э\kappa\beta} + 320) \cdot (I_m + 45)}}; \quad (79)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 * \sqrt{7344}}{(90 + 320) * (60 + 45)}} = 1,72;$$

$$R_u = \alpha_u * R_{ОРУ} = 1,72 * 0,06 = 0,103 \text{ Ом;}$$

$$0,103 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя ОРУ-110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

9.2 Проверка молниезащиты подстанции

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-110:

размеры ОРУ: ширина – С = 48 м;

длина – В = 153 м;

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, а также должны быть защищены линейные порталы.

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:

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

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

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

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 20,352 \text{ м}.$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

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

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

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 , м	$h_{\text{эф}}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{cx} , м
1	2	3	4	5	6	8
1 и 2	27	16,294	20,352	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: при высоте молниеотвода в 19,17 метра обеспечивается надежная защита подстанции как на высоте шинных, так и на высоте линейных порталов.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Основное предназначение релейной защиты является обеспечение с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети. Основные требования, предъявляемые к релейной защите, следующие: надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективность) действия – отключение только поврежденных участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации о повреждениях.

10.1 Защита линий 10 кВ

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

Замыкание одной фазы на землю в сетях напряжением 10 кВ и работающих с изолированной нейтралью, не является аварийным режимом, который требует скорейшее отключение, поэтому защита в таком случае выполняется на сигнал. А в сетях напряжением 0,4 кВ и работающих с глухозаземленной нейтралью, однофазные короткие замыкания должны быть устранены с помощью автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей.

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

Одиночные линии с односторонним питанием от многофазных замыканий должны защищаться двухступенчатой токовой защитой, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой (или зависимой) характеристикой выдержки времени.

Произведем расчет защит линий:

Для примера представим выбор защиты на Ф-1 от ПС 110/35/10 кВ Возжаевка.

Рассчитаем максимальную токовую защиту

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

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

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:

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

Ток срабатывания реле находится по формуле:

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

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

$n_{тТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Определим ток срабатывания реле:

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

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);

Δt – 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:

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

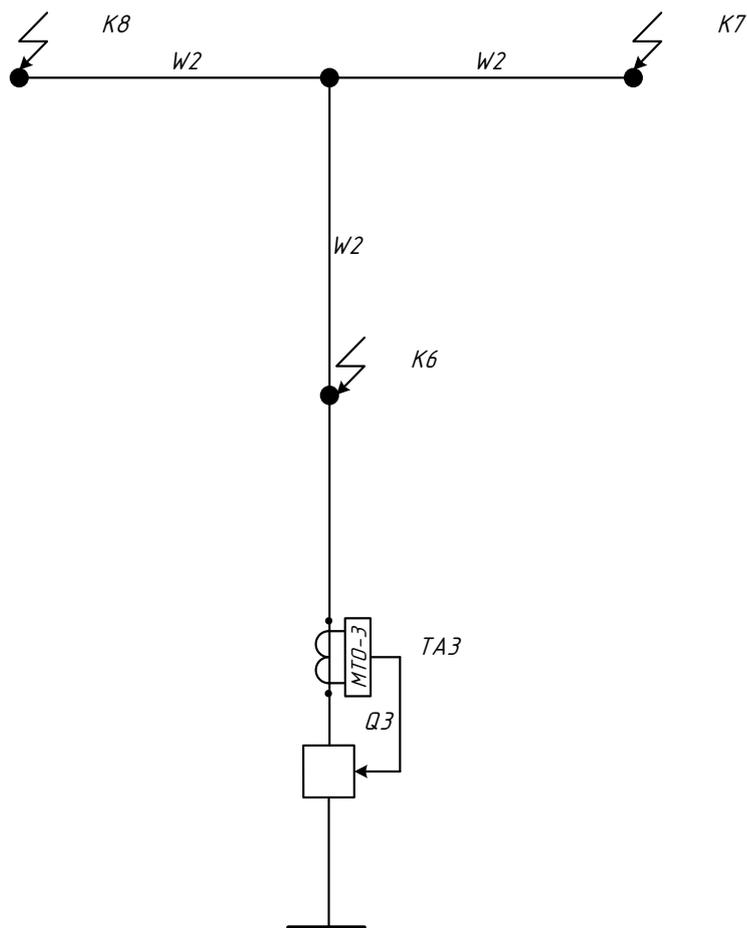


Рисунок 8 – Расчетная схема для выбора уставки МТО

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

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

Ток срабатывания реле находится по выражению:

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

Определим ток срабатывания защиты:

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

Определим ток срабатывания реле:

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

Расчет уставок релейной защиты в остальных петлях производится аналогично.

Результаты расчета сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчета защиты линий

Номер линии	МТЗ			МТО		
	Ис.з., А	Ис.р., А	k_{τ}	Ис.з., кА	Ис.р., А	k_{τ}
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 от аварийных ситуаций, вызванных возникновением перенапряженностей и коротких замыканий, путем установки различных типов защит.

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.

Плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока (номинального тока плавкой вставки). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а также ограничивать ток в цепи при КЗ (ПК). Именно по этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 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 Изоляция и защита от перенапряжений

Для подвески проводов ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 10 кВ применим 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 степени загрязнения и 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. Степень загрязнения – показатель, учитывающий влияние загрязненности атмосферы на снижение электрической прочности электроустановок. Реконструируемый район относится к району с первой степенью загрязнения, так как территория не попадает в зону влияния источников промышленных и природных загрязнений.

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 соответствует предъявленным требованиям.

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, а также в середине пролета при температуре окружающего воздуха плюс 15°С 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°С без ветра должно быть не менее 0,4 м для ВЛИ;

4) крепление проводов ВЛИ 10 кВ на штыревых и подвесных изоляторах должно выполняться усиленным.

11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ

Под надежностью понимают одно из важнейших качеств электроэнергетической системы – это ее безаварийная работа достаточно продолжительное время. В случае плохой надежности число аварий достигает нескольких десятков в год, что приводит к большим потерям недоотпущенной электроэнергии, тем более на генерирующей станции где производится электроэнергия. Поэтому необходимо повышать надежность существующей схемы, или проектировать новую электрическую схему с учетом повышения ее надежности. В нашем случае необходимо посчитать надежность существующей схемы.

Основными параметрами, характеризующими надежность схемы являются [21]:

- Время безотказной работы системы;
- Время восстановления системы, измеряемое в часах или годах;
- Среднее время безотказной работы;
- Среднее время восстановления, измеряемое в часах или в год;
- 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.

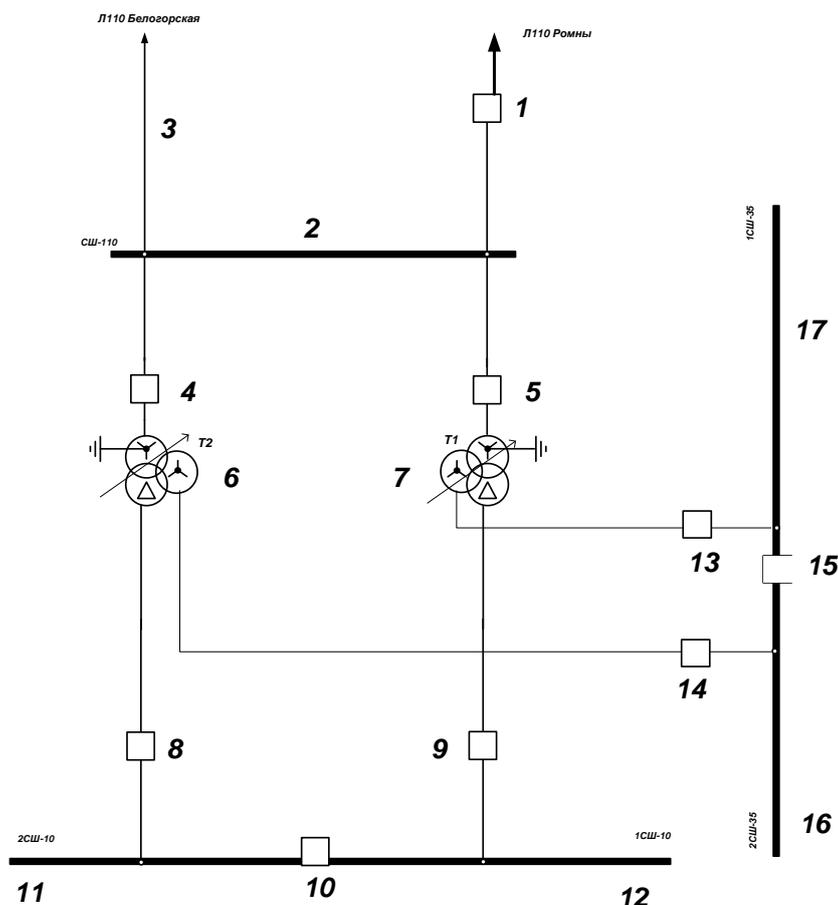


Рисунок 9 – Расчетная схема

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.

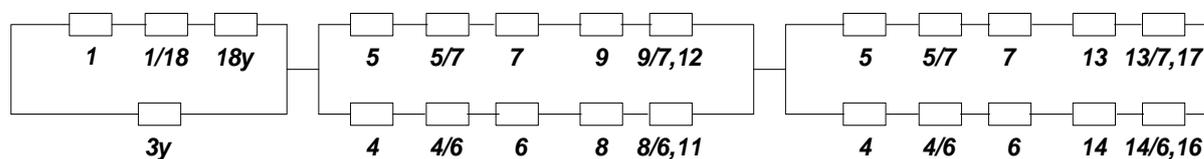


Рисунок 10 – Схема замещения

Сворачивается схема до двух элементов. Учитывается, что все элементы соединены последовательно, кроме участка от реактора до силового трансформатора, который состоит их 2 параллельно проложенных элементов. То схему возможно упростить до двух параллельно расположенных элементов,

которые к тому же не взаиморезервируются, так как отсутствует секционный аппарат.

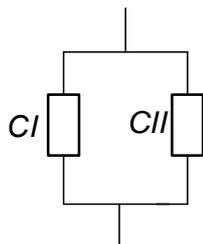


Рисунок 11 – Результирующая схема для расчета надежности

Таблица 28 – Параметры надежности элементов схемы

Оборудование	Номер элемента схемы	Показатели надежности			
		Средняя частота отказов ω_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 110 кВ	3,18	0,2	15	0,4	13
Выключатель 110 кВ	1,4,5	0,005	40	0,14	23
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 110 кВ	2	0,016	5	0,166	4
Шины 35 кВ	16,17	0,02	7	0,166	4
Шины 10 кВ	11,12	0,03	5	0,166	5
Силовой трансформатор 110/35/10 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 (λ 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.

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

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

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

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

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

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 Возжаевка 110/35/10 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

12.1.1 Микроклимат 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 м² 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

Шумом называют всякий неблагоприятно действующий на человека звук. С физической точки зрения звук представляет собой механические колебания упругой среды.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора (реактора) и в основном зависит от типовой мощности трансформатора (реактора). 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 (ЭМП) 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 воздействием на движущуюся частицу с силой, 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.

К основным электрозащитным средствам 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.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением до 1 кВ относятся: 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, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), 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 SF₆ 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 .

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонеполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), 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 110 кВ подстанции «Возжаевка» стоят два трансформатора ТДТН-16000/110/35/10. Габариты трансформатора: длина $A=5,85$ м; ширина $B=3,79$ м; высота $H=5,025$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 12,5$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике, так как в соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований, маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода

масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого 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·м² в течение 30 мин.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.
[25]

$$V_{\text{TM}} = \frac{m}{\rho} = \frac{12,5}{0,85} = 14,71 \text{ м}^3 \quad (100)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина $A=5,85$ м; ширина $B=3,79$ м; высота $H=5,025$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

$$\begin{aligned} S_{\text{МП}} &= (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta) = (5,85 + 2 * 1,5) * (3,79 + 2 * 1,5) = \\ &= 60,1 \text{ м}^2 \end{aligned}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

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

$$S_{\text{БПТ}} = 2 * (5,85 + 3,79) * 5,7 = 109,9 \text{ м}^2;$$

Объем воды от средств пожаротушения:

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

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;

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

$$V_{H_2O} = (60,1 + 109,9) * 0,2 * 1800 = 61195,5 \text{ л} = 61,2 \text{ м}^3.$$

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

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

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 14,71 + 0,8 * 61,2 = 63,7 \text{ м}^3$$

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:

$$h_{ТМ+H_2O} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} = \frac{14,71}{60,1} = 0,24 \text{ м} \quad (104)$$

$$H_{МП} = 0,24 + 0,25 + 0,05 = 0,54 \text{ м}$$

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 60,1 м²; объём масла – 14,71 м³; объём маслоприёмника – 63,7 м³, глубина маслоприёмника 0,54 м.

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 9

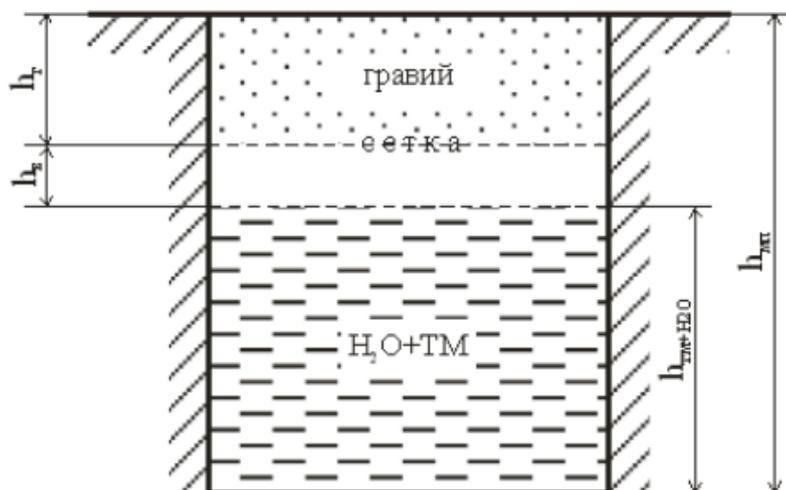


Рисунок 9 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

12.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 110/35/10 кВ Возжаевка находится в 94 метрах от границы жилой зоны села, поэтому перед установкой трансформатора ТДТН-16000/110/35/10 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 и принудительной воздушной (система охлаждения вида Д)	16	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым зданиям	91,01

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:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg e^{\sum_{i=1}^n 10^{0,1L_{PAi}}} \quad (106)$$

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

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

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - ДУ_{LA})}}{2\pi}} \quad (103)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$, трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной воздуха. Для данного типа трансформаторов корректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 88 \text{ дБА}$.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \log \log (2 * 10^{0,1*88}) = 91.01 \text{ дБА.}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

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

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (91.01 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 79,7 \text{ м}$$

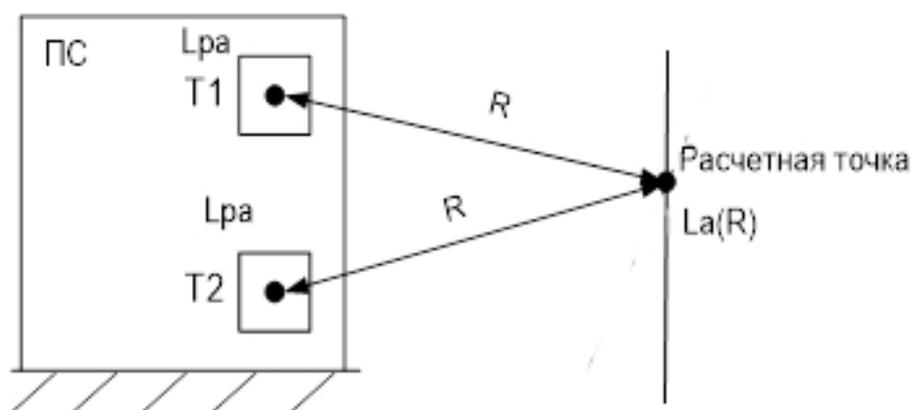


Рисунок 10 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 110/35/10 кВ Возжаевка находится на удалении более 94 метров от территории прилегающей к жилым зданиям, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

12.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

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, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т.п. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить для дальнейшей утилизации. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория предприятия, подразделений должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Ко всем зданиям и сооружениям предприятия должен быть обеспечен свободный проезд. Все проездные дороги (проезды, подъезды) и проходы к зданиям, сооружениям, открытым складам, пожарным водоемам и гидрантам и другим источникам водоснабжения (пруды, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), а также доступы к стационарным пожарным лестницам и пожарному инвентарю должны содержаться в исправном состоянии, быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения ПС (карточкам пожаротушения).

Закрытие на ПС отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с руководством ПС (объектовой пожарной охраной, при наличии) и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Запрещается на территории предприятия, подразделений, сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

Территория предприятия должна иметь наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных источников, наружных пожарных лестниц, входов в здания и сооружения.

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

Места временной и постоянной стоянки автотранспорта на территории определяется руководителем предприятия и должны иметь обозначения.

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, установок согласно функциональному назначению (проекту, технической документации) должны быть разработаны инструкции по мерам пожарной безопасности в соответствии с правилами пожарной безопасности, требованиями заводов изготовителей, НТД, СНиП.

По каждому отдельному помещению должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность, табличка с фамилией которого и номеров вызова пожарной охраны вывешивается на видном месте.

Для производственных и складских помещений, наружных установок должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по правилам устройства электроустановок, который надлежит обозначать на дверях помещений или на установках.

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

Запрещается производить перепланировку помещений без

предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил — без согласования с местными надзорными органами. Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил (СНиП).

На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующими Государственными стандартами.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д.

После окончания смены стораемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Не использованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м³ с надписью "Для ветоши" и регулярно удалять для утилизации.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Системы вентиляции и противодымной защиты (дымоудаления) должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

Маслоприёмные устройства под оборудованием и маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемников гравийную засыпку необходимо содержать в чистом состоянии и не реже 1 раза в год промывать. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 миллиметров, появлении растительности или невозможности его промывки должна осуществляться замена гравия.

Аварийные емкости для приема масла от силовых трансформаторов, масляных выключателей и реакторов должны проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Не допускается наличие воды в маслоборнике. В местах расположения маслоборников должны быть установлены указатели с обозначением их объема в кубических метрах. Результаты проверок маслоборников должны фиксироваться в специальном журнале, а при выявлении нарушений – в журнале дефектов оборудования ПС.

Проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) проводится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в год, с составлением акта проверки состояния огнезащитной обработки.

На дверях помещения аккумуляторной должны быть сделаны надписи «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «Запрещается курить» или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении использования открытого огня и курения. Стекла окон аккумуляторных батарей должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде или оснащены специальной защитной пленкой. Для герметичных стационарных аккумуляторов или аккумуляторов с пониженным выделением водорода допускается выполнять естественную вентиляцию из верхней части помещения.

В рабочих помещениях химической лаборатории все вещества, материалы и приборы должны храниться строго по ассортименту или по типу, разрешается хранить не более 1 кг горючих веществ каждого названия и не более 3 кг в общей

сложности. Промасленные ветошь и бумагу нужно собирать емкости с плотно закрывающимися крышками и в конце рабочего дня выносить за пределы химической лаборатории.

12.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Не допускается прокладывание воздушных линий электропередачи и наружных электропроводок над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

При эксплуатации электроустановок **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**:

Использовать электроаппараты и приборы, имеющие неисправности, которые могут привести к пожару, а также эксплуатировать провода и кабели с повреждённой или потерявшей защитные свойства изоляцией.

Пользоваться повреждёнными розетками, рубильниками и другими электротехническими изделиями.

Использовать электроаппараты и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям предприятий-изготовителей.

Обёртывать электролампы и светильники бумагой; тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать их со снятыми колпаками (рассеивателями).

Эксплуатировать электропечи, не оборудованные терморегуляторами.

Пользоваться электроутюгами, электроплитками, электрочайниками и другими электронагревательными приборами без подставок из негорючих материалов.

Оставлять без присмотра включённые в сеть электрические приборы (электронагреватели, телевизоры, радиоприёмники и т.п.).

Применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузок и короткого замыкания.

Прокладывать транзитные электропроводки и кабельные линии через складские помещения, а также через пожароопасные и взрывоопасные зоны.

Включать в работу электроустановки с неисправными системами пожаротушения, предусмотренные проектом.

Переносные электрические светильники должны быть выполнены с применением гибких электропроводок, оборудованы стеклянными колпаками, а также защищены предохранительными сетками и снабжены крючками для подвески.

Проверка электрических сетей, электроприёмников, замер сопротивления изоляции и другие измерения должны производиться не реже 1 раза в 3 года.

При возникновении пожара персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями по пожарной безопасности, карточками пожаротушения и планом пожаротушения (на ПС).

12.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Каждый огнетушитель, установленный в помещении должен иметь порядковый номер, нанесённый на корпус белой краской.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя.

Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединён к крану и стволу. Периодичность проверки состояния пожарных кранов и перемотка пожарных рукавов - не менее одного раза в год (для изменения места скатки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения поселка Возжаевка Белогорского района Амурской области.

Был произведен расчет токов короткого замыкания. В соответствии с полученными значениями токов КЗ было выбрано основное электрооборудование с учетом климатического исполнения. Произведен расчет электрических нагрузок потребителей ПС 110/35/10 кВ «Возжаевка». Произведена реконструкция распределительной сети 10 кВ питающей потребителей. Осуществлена проверка вновь устанавливаемого и существующего оборудования на действие токов короткого замыкания, а также произведена оценка надежности системы электроснабжения после реконструкции.

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.

Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на конструкциях ОРУ 110 кВ.

Приведены требования правил электробезопасности и пожарной безопасности, необходимые для исполнения на данном виде электроэнергетических объектов, рассмотрен расчет маслоприемника, предназначенного для защиты окружающей среды от аварийного выброса трансформаторного масла.

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 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов / П.П. Кукин, В. Л. Лапин, Н .Л. Пономарев [и др.]. – 4-е изд., перераб. – М.: Высш. шк., 2007. – 335 с.

3 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с. - Б. ц.

4 ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

5 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

6 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

7 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

8 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.

9 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

10 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.

11 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.

12 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.

13 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.

14 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)

15 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.

16 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 .

17 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.

18 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.

19 Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов , Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.

20 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

21 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.

22 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.

23 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.

24 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.

25 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.