

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

« _____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ
села Толстовка Амурской области

Исполнитель

студент группы 142-обЗ

(подпись, дата)

П.В. Драбик

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

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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
« ____ » _____ 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Драбик Павла Валерьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ села Толстовка Амурской области

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950 - уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика села Толстовка. 2. Расчёт электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ. 3. Выбор числа и мощности ТП с учётом КРМ. 4. Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ. 5. Расчёт токов короткого замыкания. 6. Выбор и проверка оборудования РП. 7. Выбор оборудования 10/0,4 кВ. 8. Релейная защита и автоматика 9. Экономическая эффективность реконструкции 10. Безопасность и экологичность проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Карта-схема распределительных сетей 10 кВ села толстовка. Варианты сети 10 кВ 2. Структура сети 0,4 кВ фидера 33-15. Данные по фидерам 0,4 кВ села Толстовка. 3. Однолинейная схема РП 10 кВ Толстовка после реконструкции. 4. Схема сети 10 кВ после реконструкции. 5. Электрическая схема реконструируемой ТП 10/0,4 кВ. 6. Релейная защита и автоматика 10 кВ на РП 10 кВ Толстовка

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 132 с., 17 рисунков, 40 таблицы, 33 источника, 2 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, СЕЛО, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, НАГРУЗКА, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ТОК КЗ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция подстанции РП 10 кВ в селе Толстовка, а также обновление распределительных электрических сетей классом напряжения 10 кВ и 0,4 кВ. Село толстовка расположено в Тамбовском районе Амурской области.

Основная цель данной работы заключается в улучшении системы электроснабжения в селе Толстовка, что позволит обеспечить надежное и качественное электроснабжение потребителей.

В ходе исследования были разработаны различные варианты компоновки подстанции, из которых был выбран наиболее оптимальный. Также выполнен расчет токов короткого замыкания, который стал основой для выбора оборудования подстанции.

Заключительным этапом работы стало изучение критериев безопасности и экологической обстановки в районе реконструкции, касающихся безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика села толстовка	9
1.1 Климатические и географические характеристики района	9
1.2 Краткая характеристика потребителей	10
1.3 Источники питания и их анализ	12
1.4 Характеристика схемы электроснабжения села Толстовка	14
1.5 Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения села	17
2 Расчёт электрических нагрузок на стороне 0,4 кв	18
2.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников	18
2.2 Расчет существующих электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	21
2.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	24
2.4 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети 0,4 кВ	26
3 Выбор числа и мощности ТП с учётом КРМ	32
3.1 Оценка целесообразности КРМ	32
3.2 Выбор трансформаторов на ТП	34
3.3 Определение потерь мощности в трансформаторах	38
4 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кв	40
4.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	42
4.2 Окончательный выбор варианта	49
4.3 Выбор сечений распределительных линий 10 кВ	49
4.4 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ	52
5 Расчёт токов короткого замыкания	54
5.1 Расчет токов КЗ 10 кВ	54
5.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	58
6 Выбор и проверка оборудования РП 10 кВ Толстовка	60
6.1 Расчетные данные	60
6.2 Проверка параметров выключателей и разъединителей	61

6.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	63
6.4	Выбор трансформаторов напряжения	66
6.5	Выбор системы собственных нужд	67
6.6	Выбор и проверка ОПН	69
7	Выбор оборудования 10/0,4 кВ	76
7.1	Выбор оборудования и средств защиты ТП 10/0,4	76
7.2	Заземление подстанции ТП 10/0,4 кВ	80
7.3	Молниезащита ТП 10/0,4 кВ	83
7.4	Проверка сечений СИП на термическую стойкость к токам короткого замыкания	84
8	Релейная защита и автоматика РП 10 кВ Толстовка	87
8.1	Защита и автоматика устройств в составе распределительного устройства 10 кВ	87
8.2	Расчет релейной защиты линии 10 кВ	89
9	Экономическая эффективность реконструкции сети 10 кВ и РП 10 кВ Толстовка	97
9.1	Оценка экономической эффективности проекта	97
10	Безопасность и экологичность	101
10.1	Безопасность	101
10.2	Экологичность	118
10.3	Чрезвычайная ситуация	122
	Заключение	125
	Библиографический список	127
	Приложение А – Расчет параметров сети	133
	Приложение Б – Выбор оборудования и экономический анализ	138

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;
АПВ – автоматическое повторное включение;
ВКР – выпускная квалификационная работа;
ВЛ – воздушная линия;
ВН – высокое напряжение;
КЗ – короткое замыкание;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
МТЗ – максимальная токовая защита;
НН – низкое напряжение;
ОПН – ограничитель перенапряжения;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПС – подстанция;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РП – Распределительная подстанция;
РУ – распределительное устройство;
СИП – самонесущий изолированный провод\$
ТН – трансформатор напряжения;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью данной выпускной квалификационной работы является модернизация системы электроснабжения в селе Толстовка, при использовании в качестве источника питания распределительного пункта РП 10 кВ Толстовка.

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в том, что текущее состояние энергетики в селе Толстовка отмечается серьезным износом распределительных систем, большинство компонентов сети функционируют более 35 лет.

Задача выпускной квалификационной работы заключается в улучшении системы электроснабжения в селе Толстовка.

Практическое значение данной работы состоит в том, что реконструкция электроснабжения позволит повысить надежность энергоснабжения, таким образом, результаты данной работы могут оказать значительное влияние на социально-экономическое развитие села Толстовка и повысить его привлекательность для новых жителей и инвестиций.

Задачи ВКР для осуществления поставленной цели:

- привести анализ характеристики села Толстовка, оценить климатически и географические факторы, дать характеристику источникам питания сетей 10 кВ в селе, рассмотреть вопрос касаемый существующей системы электроснабжения села и оценить целесообразность реконструкции;
- провести расчет и анализ электрических нагрузок села Толстовка на стороне конечного абонента электрической энергии;
- с учетом рассчитанной нагрузки провести выбор числа и мощности трансформаторных подстанций;
- произвести расчёт токов короткого замыкания на подстанции;
- осуществить выбор и проверку первичного оборудования;
- осуществить выбор устройств РЗА для защиты первичного оборудования, рассчитать уставки и выбрать принципиальные алгоритмы для работы устройств РЗА;

- оценить безопасность и экологичность проекта.

В ВКР использованы следующие программы и программные комплексы:

- Операционная система MS Windows 10 Education;
- RastWin3 Базовый комплект;
- Mathcad 15.0;
- Microsoft Office.
- Microsoft Visio

Ожидаемый экономический результат от обновления сетей электроснабжения села Толстовка заключается в уменьшении расходов на электроэнергию. Модернизация системы электроснабжения приведет к снижению потерь энергии в процессе ее транспортировки и распределения, что позволит сократить затраты как для поставляющих компаний, так и для конечных пользователей электроэнергии.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена из 6 листов формата A1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА ТОЛСТОВКА

1.1 Климатические и географические характеристики района

Село Толстовка находится в зоне умеренного климата, отличающегося муссонными особенностями. В данном районе доминирует умеренно континентальный воздух, а в зимний период часто происходят вторжения холодного арктического воздуха. Основное направление движения воздушных масс — с запада, что способствует активизации циклонической активности.

Для формирования климатического профиля села Толстовка можно представить климатические характеристики в виде таблицы 1.1.

Таблица 1.1. Климатические характеристики села Толстовка

Параметр	Значение
Климатический район	I
Подрайон	1А
Средняя температура января (°С)	26,4
Средняя температура июля (°С)	+20,8
Средняя температура вегетационного периода (°С)	15,9
Продолжительность вегетационного периода (дней)	162
Безморозный период (дней)	127
Годовое количество осадков (мм)	458
Средняя высота снежного покрова (см)	18
Климатические условия по ветру	3 район
Климатические условия по гололеду	2 район
Нормативная толщина гололеда (мм)	5 (для высоты 10 м)
Максимальный скоростной напор ветра (Па)	450
Пучинистые свойства грунтов	Да

Примечания:

– Информация представлена на основании нормативных показателей, соответствующих правилам ПУЭ, а также статистическим данным;

– Приведенные климатические параметры имеют значительное влияние при разработке и возведении объектов электросетевого комплекса, а также для анализа рисков, связанных с климатическими факторами.

1.2 Краткая характеристика потребителей

Потребители села Толстовка могут быть условно разделены на несколько категорий;

- промышленные;
- производственные потребители сельского хозяйства;
- прочие потребители.

Структура потребления электрической энергии в селе:

1. Жилые застройки:

- Основная часть потребителей — это частные дома, которые используют электричество для освещения, работы бытовых приборов и обогрева. В домах установлены как электрические, так и газовые плиты. Новые постройки, представленные несколькими коттеджами, имеют незначительную нагрузку.

2. Промышленные потребители. К промышленным потребителям и приравненным к ним относятся:

- Мастерские сельскохозяйственного транспорта, которые требуют электроэнергии для обслуживания и ремонта техники.
- Сельскохозяйственные постройки, зерновой двор;
- АЗС.

3. Общественные и административные потребители, включающие в себя различные административные здания, управления, торговые площади и общеобразовательные учреждения.

Распределение потребителей по категориям электроснабжения:

К 1 категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых представляет опасность для жизни людей, может нанести значительный

ущерб народному хозяйству, привести к массовому браку продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушить важные элементы городского хозяйства.

Ко 2 категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с простоем рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного числа городских жителей.

К 3 категории относятся все остальные электроприемники, не вошедшие в определение 1 и 2 категорий.

Таким образом основными потребителями рассматриваемого района являются потребители 2-ой 3-ей категории. Потребители 1-ей категории отсутствуют.

Кроме того, жители села, использующие электрическую энергию, могут различаться в зависимости от типа тока, который они потребляют. Главные группы потребителей по типу тока включают:

1. Домашние хозяйства: потребляющие переменный ток. Большинство бытовых приборов, таких как освещение, холодильники, стиральные машины, телевизоры и т.д., работают на переменном токе, напряжение для бытовых нужд составляет 220-240 В (однофазные потребители).

2. Сельскохозяйственные предприятия: используют преимущественно переменный ток, для работы насосов, систем орошения, холодильных установок для хранения продукции, а также различных машин и оборудования.

3. Малые и средние предприятия: используют переменный ток. Он необходим для функционирования насосов, оросительных систем, холодильных установок для хранения урожая, а также для работы разнообразных машин и оборудования.

4. Общественные учреждения: используют переменный ток. Учебные заведения, больницы, офисные здания и прочие объекты нуждаются в электричестве для освещения, обогрева и функционирования техники.

5. Торговые точки: используют переменный ток, для освещения, холодильного оборудования и других нужд.

1.3 Источники питания и их анализ

Село Толстовка в качестве источника питания имеет распределительный пункт РП 10 кВ Толстовка. РП 10 кВ Толстовка получает электрическую энергию с двух направлений: от подстанции 35 кВ Лозовое и подстанции 110 кВ Тамбовка. Энергоснабжение по нормальной схеме осуществляется, с одной стороны, от ПС 35 кВ Лазовое (ф.5 Ввод от ф.10 ПС 35 кВ Лазовое). ПС 110 кВ Тамбовка (ф.2 Ввод от ф.4 ПС 110 кВ Тамбовка) выполняет резервную функцию.

От подстанции выполняется электроснабжение потребителей по воздушным линиям Ф 1 Село, Ф 7 СТФ, Ф 8 Зерновой двор. Так же на стороне 10 кВ имеется Ф 3 Резерв, Ф 4 ТСН, Ф 6 ТН.

Подстанция РП 10 кВ Толстовка служит для электроснабжения жителей села Толстовка. Данная подстанция находится в эксплуатации с 1972 года.

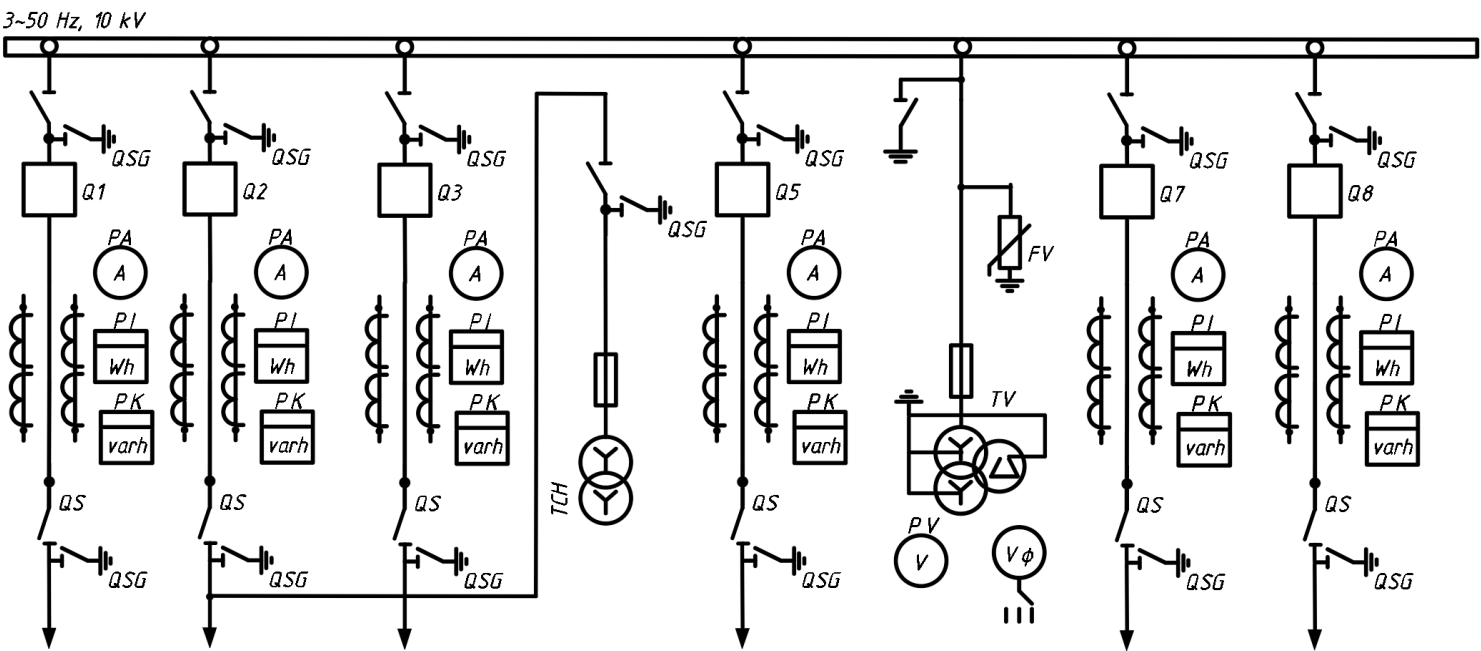
Оборудование, установленное на РУ -10 кВ представлено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Оборудование РУ – 10 кВ

Название оборудования	Марка оборудования
ОПН 10 кВ	РВО-10
Силовые выключатели 10 кВ	ВМП-10-20-630У3
Силовые разъединители 10 кВ	РВ-10/630
ТН 10 кВ	НАМИ-10
ТСН 10 кВ	ТМ-63/10
ТТ 10 кВ	ТПЛ-10

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по нетиповой схеме.

Схема электрическая РП 10 кВ Толстовка представлена на рисунке 1.1.



РУ 10 кВ
Шины 10 кВ
Разъединитель РВ -10/630
Выключатель ВМП -10-20-630
Трансформатор тока ТПЛ 10
Предохранитель ПТК - 10
Трансформатор напряжения НАМИ - 10 УХЛ1
Разъединитель РВ -10/630
Отходящие линии

Рисунок 1.1 – Схема РП 10 кВ Толстовка

Ключевой проблемой на РП 10 кВ Толстовка является применение устройств, срок службы которых превышает установленные нормы и составляет более 30 лет.

Обновление оборудования на подстанции РП 10 кВ Толстовка представляет собой шаг к обеспечению стабильного электроснабжения для местных жителей. Внедрение разрабатываемых решений не только позволит улучшить эксплуатационные параметры подстанции, но также повысит безопасность и устойчивость к различным факторам энергетической системы села Толстовка.

1.4 Характеристика схемы электроснабжения села Толстовка

Схема, отходящая от распределительной подстанции 10 кВ Толстовка, представляет собой однолучевую разветвленную структуру внутреннего электроснабжения села. Распределительная сеть на напряжение 10 кВ выполнена с помощью воздушных линий, использующих провод марки СИП-50 и АС-50(70).

Общее число трансформаторных подстанций составляет 14, а суммарная длина отходящих фидеров равна 5,68. Информация о трансформаторных подстанциях представлена в таблице 1.3, а сведения о линиях - в таблице 1.4.

Таблица 1.3 – Данные по ПС 10 кВ

Номер фидера 10 кВ	Номер ТП 10 кВ	Тип трансформаторов	Количество трансформаторов	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
Ф-1	33-12	250	1	1986
	33-2	250	1	1972
	33-8	160	1	1974
Ф-7	33-13	250	1	1975
	33-14	250	1	2000
	33-6	160	1	1972
	33-10	160	1	1986

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5
Ф-7	33-4	250	1	1972
	33-5	200	1	1972
	33-1	100	1	2000
	33-7	63	1	2000
Ф-8	33-3	630	1	1972
	33-9	250	1	1974
	33-11	160	1	1986
	33-15	160	1	1974

Таблица 1.4 – Данные по ЛЭП

Номер фидера	Участок опор	Марка провода	Длина	Общая длина фидера
Ф-1	1-10	АС-50	0,62	0,62
Ф-7	1-50	АС-70	2,89	3,74
	8-8/12	СИП3х50	0,1	
	31-31/1	СИП3х50	0,56	
	36-36/3	АС-70	0,18	
Ф-8	13-1/2	АС-70	1,34	1,34

На рисунке 1.2 представлена схема распределительной сети напряжением 10 кВ, отходящей от распределительного пункта РП 10 кВ Толстовка.

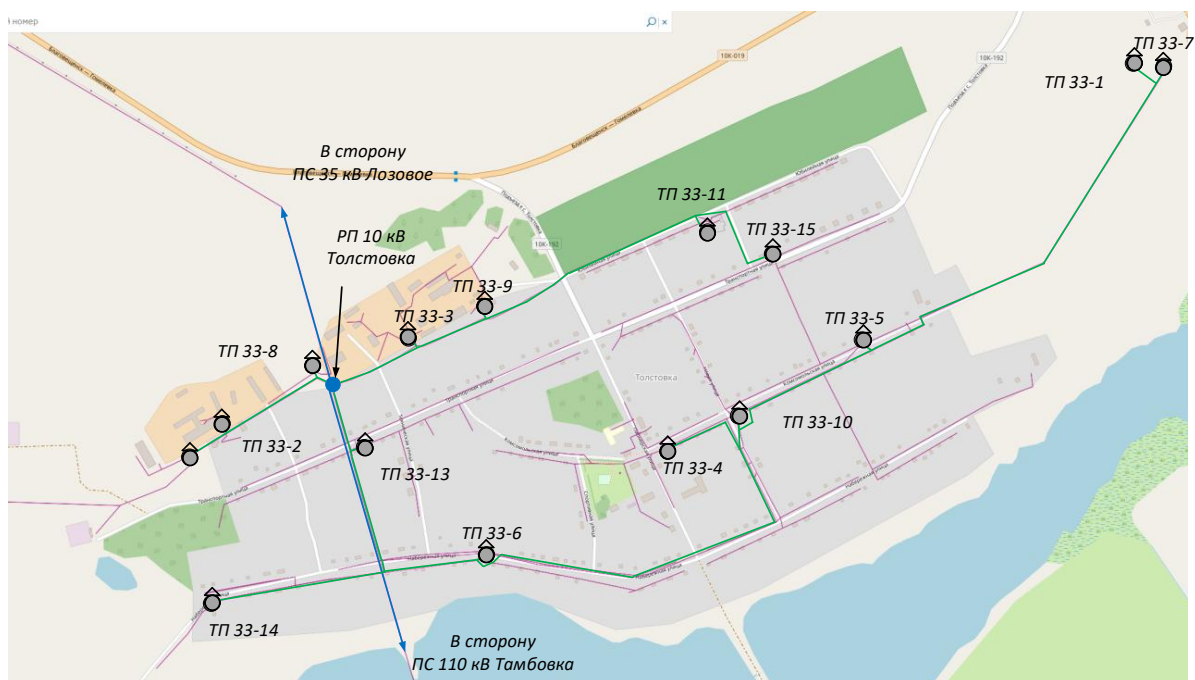


Рисунок 1.2 – Карта-схема распределительной сети 10 кВ отходящей от РП 10 кВ Толстовка

Основная проблема заключается в том, что электроснабжение трансформаторных подстанций ТП 10 кВ, обслуживающих потребителей второй категории, организовано по ненадежной схеме. Каждая подстанция оборудована лишь одним трансформатором и получает электрическую энергию через одно единственное ответвление от главной линии. Для решения данной проблемы необходимо рассмотреть возможность внедрения резервных источников питания, оптимизации схемы распределения электроэнергии и создания более надежных связей между подстанциями.

Такое устройство делает подстанции уязвимыми к различным повреждениям: в случае выхода из строя трансформатора или повреждения ответвления потребители II категории могут остаться без электроснабжения. Это недопустимо, поскольку данная группа потребителей может быть критически зависима от стабильного электроснабжения.

Для улучшения надежности электроснабжения указанных трансформаторных подстанций требуется провести обновление электрической сети, сосредоточив внимание на создании резервных линий, которые будут питать подстанции.

Кроме того, необходимо предусмотреть установку второго трансформатора на каждую из подстанций. Реализация данных мероприятий существенно повысит устойчивость к сбоям и гарантирует непрерывное электроснабжение для критически важных потребителей.

Кроме того, большая доля сетей напряжением 10 кВ выполнена с использованием провода марки АС-50(70), что также оказывает отрицательное влияние на безопасность эксплуатации этих сетей и на общую надежность электроснабжения потребителей села Толстовка.

1.5 Определение целесообразности реконструкции системы электроснабжения села

Срок службы большинства трансформаторных подстанций (ТП) превышает 30 лет. В связи с ожидаемым развитием сельских районов, модернизация распределительной электросети в селе Толстовка становится важной и необходимой частью этих изменений. Эти изменения обусловлены возможностями роста и улучшения инфраструктуры села, что требует обновления и адаптации электрических мощностей для удовлетворения растущих потребностей в электроэнергии как со стороны жителей, так и предприятий и аграрного сектора села. Разработанные мероприятия предполагают не только замену устаревшего оборудования, но и внедрение современных технологий, которые обеспечат надежное электроснабжение в условиях увеличивающегося спроса.

Применение данных мероприятий гарантирует стабильное электроснабжение потребителей, а также увеличит общую надежность функционирования электрической сети, это, в свою очередь, создаст оптимальные условия для последующего социально-экономического прогресса в селе и повысит уровень жизни его населения.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 0,4 КВ

2.1 Расчет электрических нагрузок существующих электроприемников

Корректное определение расчетной нагрузки играет ключевую роль в повышении качества принятия проектных решений, касающихся реконструкции электрических сетей. Нагрузка определяется как:

$$P_{\Sigma D}(P_{\Sigma B}) = \kappa_0 \cdot n \cdot P_D(P_B), \quad (2.1)$$

где κ_0 – коэффициент одновременности, и равен 0,23;

n – количество домов;

$P_D(P_B)$ – дневная (вечерняя) активная нагрузка.

Для определения расчетной реактивной мощности (Q) можно использовать формулу:

$$Q_{\Sigma D}(Q_{\Sigma B}) = \kappa_0 \cdot n \cdot Q_D(Q_B), \quad (2.2)$$

где $Q_D(Q_B)$ – дневная (вечерняя) реактивная нагрузка.

Расчетный ток на низкой стороне определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\Sigma} + Q_{\Sigma}}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (2.3)$$

Пример вычисления электрической нагрузки для индивидуальных жилых домов в сельской местности:

$$P_{\Sigma D} = 0,23 \cdot 243 \cdot 0,9 = 50,3 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma B} = 0,23 \cdot 243 \cdot 2,5 = 139,73 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma D} = 0,23 \cdot 243 \cdot 0,4 = 22,36 \text{ кВар};$$

$$Q_{\Sigma B} = 0,23 \cdot 243 \cdot 0,9 = 50,3 \text{ кВар}.$$

В качестве основы для дальнейших расчетов мы принимаем нагрузку вечернего пика, так как она является наивысшим показателем.

$$S_{\Sigma} = \sqrt{139,73^2 + 22,36^2} = 148,50 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{\sqrt{139,83^2 + 50,301^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 214,35 \text{ А}.$$

Результаты расчета по всем потребителям села Толстовка сведены наглядную форму в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета существующих электрических нагрузок существующих объектов села Толстовка

Содержание нагрузки объекта	Дневной пик нагрузки		Вечерний пик нагрузки		Коэффициент мощности потребителей				Полная нагрузка		I _p , А
	$P_{д}, кВт$	$Q_{д}, кВт$	$P_{в}, кВт$	$Q_{в}, кВт$	$\cos\varphi_{д}$	$\tg\varphi_{д}$	$\cos\varphi_{в}$	$\tg\varphi_{в}$	$S_{д}, кВА$	$S_{в}, кВА$	
Гаражи	16	13	9	3	0,7	1,02	0,75	0,88	17,36	7,25	25,05
Двухквартирный дом (количество 67)	2	0,72	5	2	0,92	0,43	0,96	0,29	32,76	82,99	119,78
Детский сад	120	60	50	25	0,85	0,62	0,9	0,48	108,57	46,57	156,71
Ларьки	5	3	5	3	0,85	0,62	0,9	0,48	4,64	4,72	6,82
Магазины	14	9	14	9	0,85	0,62	0,9	0,48	13,14	13,32	19,23
Одноквартирный дом (количество 243)	0,9	0,4	2,5	0,9	0,9	0,48	0,93	0,4	55,05	148,50	214,35
Пилорамы	15	10	3	-	0,7	1,02	0,75	0,88	14,64	2,46	21,13
Столярный цех	15	10	1	-	0,7	1,02	0,75	0,88	14,64	1,25	21,13
Хозяйственные постройки	4	-	2	-	0,7	1,02	0,75	0,88	2,97	1,80	4,29
ЦРМ на 50-100 машин	100	85	45	20	0,7	1,02	0,75	0,88	111,43	38,06	160,84
Котельная	22,91	12,83	30,55	17,11	0,70	1,02	0,75	0,88	20,70	27,42	29,88
Медпункт 70 м ²	0,70	0,28	0,44	0,18	0,8	0,4	0,7	0,4	0,57	0,32	0,82
АЗС	7,87	8,03	7,61	7,31	0,70	1,02	0,76	0,96	9,87	9,09	14,24
Кафе на 15 мест	15,60	4,68	15,91	3,18	0,92	0,30	0,98	0,20	14,42	15,61	20,81
Школа	100	50	70	30	0,85	0,62	0,9	0,48	90,48	64,62	130,59
Итого									403,40	392,12	

2.2 Расчет существующих электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Электрическая нагрузка — это сумма всех потребляемых электрических мощностей, которые подключены к электрической сети.

$$P_{p.l} = P_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зд.i}, \quad (2.4)$$

где $P_{зд.мах}$ — наибольшая нагрузка питаемых по линии, кВт;

$P_{зд.i}$ — расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} — коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Аналогично рассчитывается и реактивная мощность.

$$Q_{p.l} = Q_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зд.i}. \quad (2.5)$$

Более детально рассмотрим систему электроснабжения потребителей на примере трансформаторной подстанции ТП 33-15, расположенной в селе Толстовка.

Фидер Ф-1 подключен к 15 домам, в каждом из которых находится по одной квартире, а также к 6 домам с двумя квартирами. Информацию о распределении электроприемников для фидера Ф-1 можно увидеть на рисунке 2.1.

Кроме того, необходимо провести анализ нагрузок на других отходящих фидерах, что позволит рассчитать показатели потребляемой мощности.

$$P_{p.l1} = P_{p.одн} + P_{p.двух} \cdot k_{yi} = (0,9 \cdot 15) + 0,9 \cdot 4 \cdot 5 = 31,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.l1} = Q_{p.одн} + Q_{p.двух} \cdot k_{yi} = (0,9 \cdot 15) + 0,9 \cdot 6 \cdot 1,45 = 21,33 \text{ кВар}.$$

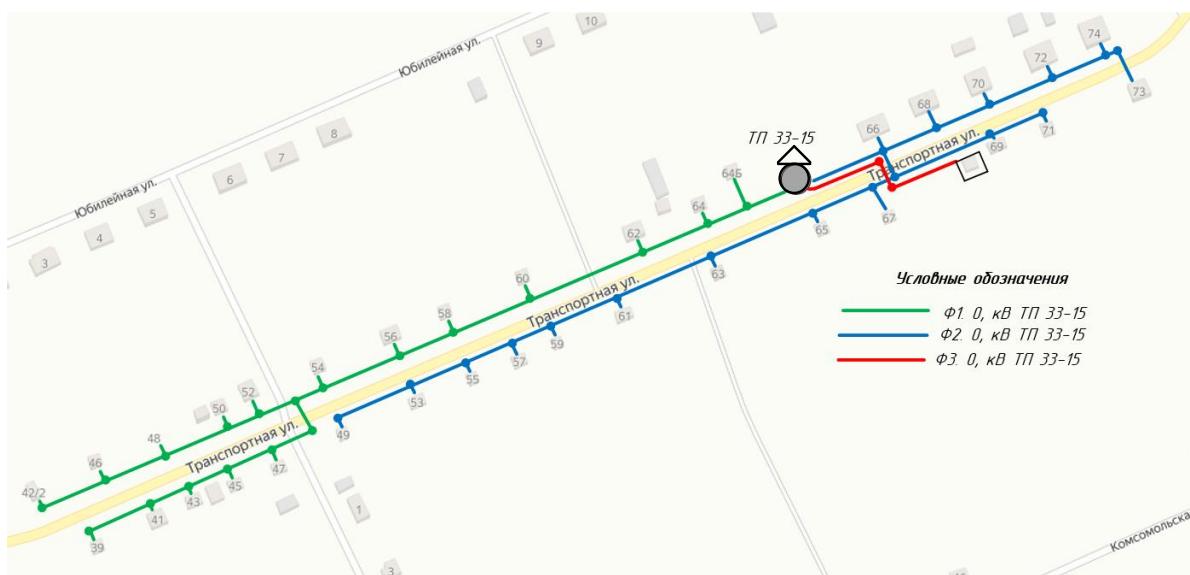


Рисунок 2.1 – Участок электрической сети от шин ТП 33-15 на карте

Для каждой трансформаторной подстанции и каждого отходящего фидера в дальнейшем выполняется схожий расчет.

Вся информация по трансформаторным подстанциям и линиям, представлена в таблице 2.2.

Эти данные позволят провести более детальный анализ работы системы электроснабжения и выявить возможные узкие места, а также в дальнейшем оптимизировать распределение мощностей.

Таблица 2.2 – Расчетные нагрузки на отходящих фидерах 0,4 кВ

Номер фидера 10 кВ	Номер ТП 10 кВ	№ фидера	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , КВА
1	2	3	4	5	6
Ф-1	33-12	1	95,10	38,04	102,43
		2	23,10	9,24	24,88
		3	64,50	25,80	69,47
Ф-1	33-2	1	27,90	11,16	30,05
		2	103,37	41,35	111,33
		3	26,10	10,44	28,11
	33-8	1	33,19	13,28	35,75
		2	56,40	22,56	60,74
		3	19,45	7,78	20,95

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6
Φ-7	33-13	1	24,40	9,76	26,28
		2	46,30	18,52	49,87
		3	30,74	12,30	33,11
	33-14	1	21,45	8,58	23,10
		2	38,61	15,44	41,59
		3	37,45	14,98	40,34
	33-6	1	33,61	13,44	36,20
		2	28,57	11,43	30,77
		3	22,57	9,03	24,31
	33-10	1	21,11	8,44	22,73
		2	17,94	7,18	19,32
		3	14,17	5,67	15,26
	33-4	1	14,64	2,25	14,81
		2	10,46	0,65	10,48
		3	4,40	0,10	4,40
Φ-7	33-5	1	71,30	28,52	76,79
		2	60,90	24,36	65,59
		3	53,78	21,51	57,92
	33-1	1	7,10	1,10	7,18
		2	1,20	0,10	1,20
		3	1,30	0,11	1,30
	33-7	1	10,00	0,37	10,01
		2	1,00	0,10	1,00
		3	4,00	0,23	4,01

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6
Ф-8	33-3	1	140,79	54,91	151,12
		2	184,43	71,93	197,96
		3	160,46	94,23	186,08
	33-9	1	25,56	11,50	28,03
		2	79,40	35,73	87,07
		3	87,10	39,20	95,51
	33-11	1	34,65	23,43	41,83
		2	29,45	19,92	35,55
		3	23,27	15,73	28,09
	33-15	1	31,50	21,30	38,03
		2	26,78	18,11	32,32
		3	21,15	14,30	25,53

2.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

К дальнейшему расчету принимаем трехфазную систему с заземленной нейтралью, которая является стандартом, принятым для электроснабжения потребителей на класс напряжения 0,4 кВ.

На листе 2 графической части ВКР представлена схема сети 0,4 кВ для потребителей фидера 1 ТП 33-5.

В части количества устанавливаемых на ТП трансформаторов принимаем однотрансформаторное и двухтрансформаторное исполнение ТП.

На рисунке 2.2 показан пример схемы трансформаторной подстанции.

В случае двухтрансформаторной подстанции используется схема, изображенная на рисунке 2.2, б, однотрансформаторные ТП представлены на рисунке 2.2, а. Электрическая схема выбранного варианта отражена на листе 5 графической части выпускной квалификационной работы.

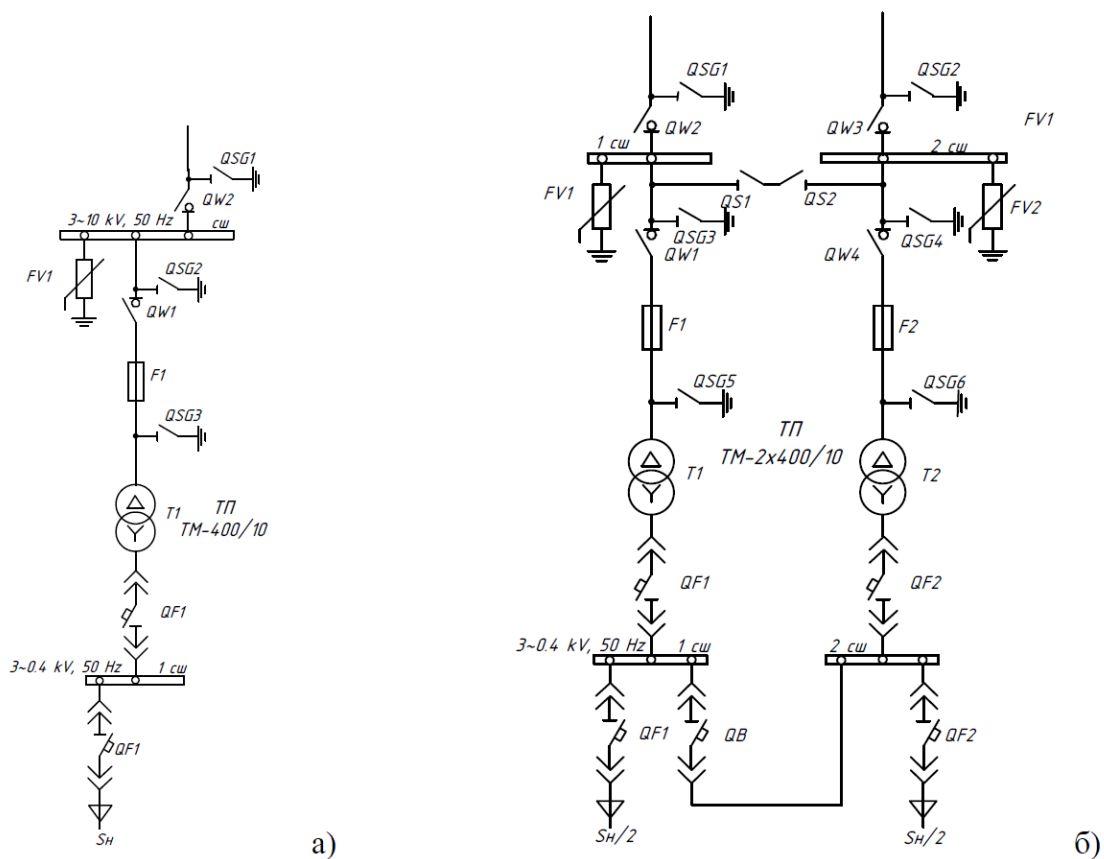


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с одним и 2-мя трансформаторами

В нормальных условиях работы секций шин на двухтрансформаторных подстанциях 10 кВ каждая секция функционирует независимо, обеспечивая надежное электроснабжение. В случае аварийной ситуации, когда одна из секций выходит из строя, предусмотрена автоматическая система перераспределения нагрузки и ввод в работу алгоритма АВР. АВР позволяет перенаправить нагрузку на ту секцию, которая продолжает работать, что в свою очередь позволяет минимизировать перерыв в подаче электроэнергии потребителю.

Выбор провода. Применение СИП в схеме распределительных сетей.

Самонесущие изолированные провода марки СИП 2А предназначены для использования в воздушных линиях электропередачи и их ответвлениях, рассчитанных на номинальное напряжение до 1 кВ. Принимаем к использованию провод марки СИП 2А. Провода СИП 2А обладают рядом преимуществ:

- Провода имеют изоляцию, что позволяет минимизировать риски возникновения коротких замыканий;
- Самонесущая конструкция, СИП 2А могут быть установлены без дополнительных опор, что упрощает монтаж и снижает затраты на строительство ЛЭП;
- Устойчивость к внешним воздействиям, СИП 2А устойчивы к воздействию атмосферных явлений, таких как дождь, снег и ветер;

Выбор топологии сети.

Принимаем распределительную сеть на напряжение 0,4 кВ, в виде магистральных одноцепных линий с ответвлениями подвешенных на железобетонных опорах. Данная схема позволяет легко организовывать ответвления для подключения новых потребителей, что делает систему более гибкой при реконструкции сети.

На опорах планируется размещение осветительных приборов с лампами типа ЖКУ 01 – 250, данные лампы характеризуются оптимальным соотношением мощности и энергоэффективности.

2.4 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

Определение сечений проводов в распределительных сетях напряжением 0,4 кВ представляет собой ключевой момент в процессе проектирования электрических систем.

Правильное определение сечения способствует снижению эксплуатационных затрат.

Рассчитаем максимальное значение тока.

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_l}, \quad (2.6)$$

где $S_{p.l}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

U_l – номинальное напряжение, кВ.

Приведем пример выбора линии напряжением 0,4 кВ, которая подключена к Ф-1 ТП 33-15. С учетом активной и реактивной мощности, указанных в таблице 2.3, рассчитаем ток на первом участке для Ф-1 ТП 33-15.

$$I_{33-15} = \frac{\sqrt{P_{33-15}^2 \cdot Q_{33-15}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = \frac{\sqrt{31,5^2 \cdot 21,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 54,89 \text{ А.}$$

Выбираем провод сечением 16 мм², с длительно допустимым током 100 А. Данные по сечениям всех линий и участков сведем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные нагрузки на отходящих фидерах 0,4 кВ

Номер фидера 10 кВ	Номер ТП 10 кВ	№ фидера	Длина, м	Расчетный ток, А	Сечение, мм ²	Длит. Доп. Ток, А
1	2	3	4	5	6	7
Ф-1	33-12	1	150	147,84	СИП 2А 3х50+1х54,6	195
		2	170	35,91	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		3	130	100,27	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
Ф-1	33-2	1	100	43,37	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	200	160,70	СИП 2А 3х50+1х54,6	195
		3	90	40,57	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
	33-8	1	150	51,60	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	140	87,68	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
		3	150	30,24	СИП 2А 3х16+1х54,6	100

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7
Ф-7	33-13	1	180	37,93	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	110	71,98	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		3	130	47,79	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
	33-14	1	150	33,35	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	170	60,02	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		3	100	58,22	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
	33-6	1	50	52,25	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	150	44,41	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		3	170	35,09	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
Ф-7	33-10	1	130	32,81	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	100	27,89	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		3	200	22,03	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
	33-4	1	90	21,38	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	150	15,13	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
		3	140	6,35	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
	33-5	1	150	110,84	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
		2	180	94,67	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
		3	110	83,60	СИП 2А 3х35+1х54,6	160

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7
Ф-7	33-1	1	130	10,37	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	150	1,74	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		3	170	1,88	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
	33-7	1	70	14,44	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
		2	50	1,45	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		3	80	5,78	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
Ф-8	33-3	1	170	218,12	СИП 2А 3х95+1х95	310
		2	130	285,74	СИП 2А 3х95+1х95	310
		3	100	268,58	СИП 2А 3х95+1х95	310
Ф-8	33-9	1	200	40,46	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	90	125,67	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
		3	150	137,86	СИП 2А 3х35+1х54,6	160
	33-11	1	140	60,37	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	150	51,32	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		3	180	40,54	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
	33-15	1	110	54,89	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		2	130	46,65	СИП 2А 3х16+1х54,6	100
		3	150	36,86	СИП 2А 3х16+1х54,6	100

Осуществим проверку выбранных сечений по потере напряжения.

Для определения потерь напряжения выберем участок фидера 1
ТП № 33-15.

Уровень потерь напряжения на отдельных участках линий вычисляется с помощью специальной формулы.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{380} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)) , \quad (2.7)$$

где L – длина i - го участка линии, км.

U_n – номинальное напряжение, кВ;

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

$\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – средневзвешенное значение коэффициента мощности;

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 54,89 \cdot 0,11 \cdot \frac{100}{380} \cdot (0,63 \cdot 0,98 + 0,08 \cdot 0,2) = 1,74\% \text{ } \%.$$

Следующим шагом является определение падения напряжения на остальных участках воздушной линии электропередачи, которые питают наиболее удаленный объект. Сводные данные о суммарных значениях потерь напряжения по каждой отходящей линии представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Потери напряжения и электроэнергии по линиям 0,4 кВ

Номер фидера 10 кВ	Номер ТП 10 кВ	№ фидера	Длина, м	$\Delta U_{расч}$, %
1	2	3	4	5
Ф-1	33-12	1	150	6,5
		2	170	1,76
		3	130	3,82
	33-2	1	100	1,25
		2	200	9,43
		3	90	1,05
Ф-1	33-8	1	150	2,23
		2	140	3,54
		3	150	1,3

Продолжение таблицы 2.4

Φ-7	33-13	1	180	1,97
		2	110	2,28
		3	130	1,79
	33-14	1	150	1,4
		2	170	1,73
		3	100	1,68
	33-6	1	50	0,75
		2	150	1,92
		3	170	1,72
Φ-7	33-10	1	130	1,23
		2	100	0,8
		3	200	1,27
	33-4	1	90	0,55
		2	150	0,66
		3	140	0,26
	33-5	1	150	4,88
		2	180	5
		3	110	2,7
	33-1	1	130	0,39
		2	150	0,085
		3	170	0,092
	33-7	1	70	0,29
		2	50	0,02
		3	80	0,13
Φ-8	33-3	1	170	7,06
		2	130	7,07
		3	100	5,44
	33-9	1	200	2,33
		2	90	3,32
		3	150	6,07
	33-11	1	140	2,44
		2	150	2,22
		3	180	2,1
	33-15	1	110	1,74
		2	130	1,75
		3	150	1,59

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП С УЧЁТОМ КРМ

3.1 Оценка целесообразности КРМ

Причины установки устройств компенсации:

- Снижение потерь в сетях;
- Снижение нагрузки на трансформаторы.

Установка устройств компенсации реактивной мощности на ТП 10 кВ является необходимым этапом при проектировании. Правильный выбор и проверка компенсирующих устройств позволяет снизить потери.

В первую очередь, следует определить необходимую мощность устройств КРМ, используя соответствующую формулу.

$$Q_{\text{Ктрѐб}} = Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{пред}} , \quad (3.1)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, МВт.

$\text{tg}\varphi_{\text{пред}}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 0,4 кВ составляет 0,35.

В ситуациях, когда на низковольтной стороне располагаются две секции шин:

$$Q_{\text{Куш}} = \frac{Q_{\text{Ку}}}{2} . \quad (3.2)$$

Приведем пример подбора КРМ на примере потребителей питающихся от трансформаторной подстанции 10 кВ 33-15.

$$Q_{\text{Ктрѐб}} = 21,30 - 31,5 \cdot 0,35 = 13,55 \text{ кВар.}$$

Для других потребителей расчет был проведен по аналогичному принципу. В таблице 3.1 приведены данные, которые использовались для анализа необходимости установки компенсирующих устройств.

Таблица 3.1 –Данные для выбора компенсирующих устройств ТП

Номер фидера 10 кВ	Номер ТП 10 кВ	№ фидера	P _p , кВт	Q _p , кВар	Q _{кунеск}
1	2	3	4	5	6
Ф-1	33-12	1	95,1	38,04	4,76
		2	23,1	9,24	1,16
		3	64,5	25,8	3,23
	33-2	1	27,9	11,16	1,40
		2	103,37	41,35	5,17
		3	26,1	10,44	1,31
	33-8	1	33,19	13,28	1,66
		2	56,4	22,56	2,82
		3	19,45	7,78	0,97
Ф-7	33-13	1	24,4	9,76	1,22
		2	46,3	18,52	2,32
		3	30,74	12,3	1,54
	33-14	1	21,45	8,58	1,07
		2	38,61	15,44	1,93
		3	37,45	14,98	1,87
	33-6	1	33,61	13,44	1,68
		2	28,57	11,43	1,43
		3	22,57	9,03	1,13
	33-10	1	21,11	8,44	1,05
		2	17,94	7,18	0,90
		3	14,17	5,67	0,71
Ф-7	33-4	1	14,64	2,25	-2,87
		2	10,46	0,65	-3,01
		3	4,4	0,1	-1,44
	33-5 Село	1	71,3	28,52	3,57
		2	60,9	24,36	3,05
		3	53,78	21,51	2,69

1	2	3	4	5	6
Ф-7	33-1	1	7,1	1,1	-1,39
		2	1,2	0,1	-0,32
		3	1,3	0,11	-0,35
	33-7	1	10	0,37	-3,13
		2	1	0,1	-0,25
		3	4	0,23	-1,17
Ф-8	33-3	1	140,79	54,91	5,63
		2	184,43	71,93	7,38
		3	160,46	94,23	38,07
	33-9	1	25,56	11,5	2,55
		2	79,4	35,73	7,94
		3	87,1	39,2	8,72
	33-11	1	34,65	23,43	11,30
		2	29,45	19,92	9,61
		3	23,27	15,73	7,59
	33-15 Село	1	31,5	21,3	10,28
		2	26,78	18,11	8,74
		3	21,15	14,3	6,90

Компенсационные устройства обладают малой мощностью, которая не превышает 50 кВар, что делает нецелесообразным установку КРМ на ТП 10 кВ.

3.2 Выбор трансформаторов на ТП

Трансформаторы играют ключевую роль в системе электроснабжения, обеспечивая преобразование напряжения для передачи и распределения электроэнергии.

При выборе трансформатора необходимо учитывать несколько ключевых параметров:

- Номинальную мощность трансформатора;
- Напряжение трансформатора;
- Тип трансформатора.

Произведем выбор и проверку трансформатора на примере ТП 33-15.

Исходя из активной и реактивной мощности для каждого фидера 0,4 кВ указанных в таблице 4.1 определим расчетную мощность:

$$P_{p.\Sigma} = \sum P_{p.l}, \quad (3.4)$$

$$P_{p.\Sigma} = 31,5 + 26,78 + 21,15 = 79,43 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p\Sigma} = 21,3 + 18,11 + 14,3 = 53,71 \text{ кВар,}$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{P_{p.\Sigma}^2 + Q_{p.\Sigma}^2},$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{79,43^2 + 53,71^2} = 95,88 \text{ кВА.}$$

Расчетные мощности для ТП представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчетные мощности ТП

Номер фидера 10 кВ	Номер ТП 10 кВ	$P_{p.\Sigma}$, кВт	$Q_{p\Sigma}$, кВар	$S_{p.\Sigma}$, кВА
1	2	3	4	5
Ф-1	33-12	182,7	73,08	196,77
	33-2	157,37	62,95	169,49
	33-8	109,04	43,62	117,44
Ф-7	33-13	101,44	40,58	109,26
	33-14	97,51	39,01	105,02
	33-6	84,75	33,9	91,28
	33-10	53,22	21,29	57,32
	33-4	29,5	3	29,65
	33-5	185,98	74,39	200,31
	33-1	9,6	1,31	9,69
	33-7	15	0,7	15,02

1	2	3	4	5
Ф-8	33-3	485,68	221,07	533,63
	33-9	192,06	86,43	210,61
	33-11	87,37	59,08	105,47
	33-15	79,43	53,71	95,88

Учитывая, что в селе Толстовка потребители относятся ко II и III категорий электроснабжения по классификации надежности, модернизация сети будет осуществляться с применением как однострансформаторных, так и двухтрансформаторных подстанций 10 кВ, это позволит обеспечить необходимый уровень надежности и стабильности электроснабжения для потребителей в соответствии с их категориями.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{pm} = \frac{S_p}{K_3 \cdot n}, \quad (3.5)$$

где K_3 – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора;

n – количество трансформаторов.

После выбора трансформатора необходимо провести проверку корректности его выбора, опираясь на коэффициент загрузки в нормальном режиме работы.

Для потребителей первой и второй категории коэффициент оптимальной загрузки двухтрансформаторных подстанций составляет от 0,5 до 0,7. В то же время для подстанций с одним трансформатором коэффициент варьируется от 0,6 до 0,8.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (3.6)$$

Проведение проверки на коэффициент загрузки двухтрансформаторной подстанции в условиях послеаварийной ситуации.

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{\text{ТНОМ}}}, \quad (3.7)$$

В послеаварийном режиме трансформаторы могут быть перегружены до 1,4.

Основываясь на полной мощности, представленной в таблице 3.2, рассчитаем мощность трансформаторов для подстанции 33-12 МТФ.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{196,77}{2 \cdot 160} = 0,61.$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{196,77}{160} = 1,2.$$

Таблица 3.3 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

Номер фидера 10 кВ	Номер ТП 10 кВ	Существующие трансформаторы	Вновь устанавливаемые трансформаторы	S_p , кВА	$K_3^{\text{норм}}$	$K_3^{\text{авар}}$
Ф-1	33-12	ТМ-250	2хТМ-160	196,77	0,61	1,23
	33-2	ТМ-250	2хТМ-160	169,49	0,53	1,06
	33-8	ТМ-160	2хТМ-160	117,44	0,37	0,73
Ф-7	33-13	ТМ-250	2хТМ-100	109,26	0,55	1,09
	33-14	ТМ-250	2хТМ-100	105,02	0,53	1,05
	33-6	ТМ-160	2хТМ-100	91,28	0,46	0,91
	33-10	ТМ-160	2хТМ-63	57,32	0,45	0,91
Ф-7	33-4	ТМ-250	2хТМ-25	29,65	0,59	1,19
	33-5	ТМ-200	2хТМ-200	200,31	0,5	1
	33-1	ТМ-100	ТМ-25	9,69	0,39	0,39
	33-7	ТМ-63	ТМ-25	15,02	0,6	0,6
Ф-8	33-3	ТМ-630	2хТМ-400	533,63	0,67	1,33
	33-9	ТМ-250	2хТМ-200	210,61	0,53	1,05
	33-11	ТМ-160	2хТМ-100	105,47	0,53	1,05
	33-15	ТМ-160	2хТМ-100	95,88	0,48	0,96

Загрузка трансформаторов в аварийных режимах работы не превышает допустимый предел, равный 1,4. В нормальном режиме работы трансформаторы загружены в рамках 0,5-0,7.

3.3 Определение потерь мощности в трансформаторах

Определение потерь мощности в трансформаторах является важной задачей для повышения надежности электроснабжения.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta S_{mp} = \frac{|S_{нагр}|^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{mp} + \Delta S_{xx}. \quad (3.8)$$

Рассчитаем потери в трансформаторах на ТП №33-15.

$$\Delta S_{mp} = 2 \cdot \left(\frac{95,88}{10,5^2} \right)^2 \cdot (2,68 + j15) \cdot 10^{-3} + (0,81 + j8,1) \cdot 10^{-3} = 0,45 + j2,52$$

При наличии на подстанции двух силовых трансформаторов потери в режиме холостого хода увеличиваются в два раза.

$$S_{mp.BH} = \sqrt{(P_{mm} + \Delta P_{mm})^2 + (Q_{mm} + \Delta Q_{mm})^2}, \quad (3.8)$$

$$S_{mp.BH 33-15} = \sqrt{(79,43 + 0,45)^2 + (53,71 + 2,52)^2} = 97,69 \text{ кВА.}$$

Для каждой трансформаторной подстанции выполняется аналогичный расчет, в результате которого устанавливается мощность подстанции с учетом рассчитанных потерь. Данные для наглядности сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Данные по потерям в трансформаторах

Номер фидера 10 кВ	Номер ТП 10 кВ	ΔP , кВт	ΔQ , кВар	$S_{mp.BH}$, кВА
1	2	3	5	6
Ф-1	33-12	3,01	18,30	200,48
	33-2	2,68	16,29	172,69
	33-8	2,59	15,43	119,66
Ф-7	33-13	2,32	13,77	111,32
	33-14	2,21	13,18	107,00
	33-6	0,42	2,34	93,00
	33-10	1,11	6,61	58,40
Ф-7	33-4	0,60	3,59	30,21
	33-5	3,11	18,51	204,09
	33-1	0,02	0,14	9,87
	33-7	0,30	1,80	15,30
Ф-8	33-3	5,30	31,52	543,70
	33-9	3,42	20,36	214,59
	33-11	2,01	11,98	107,46
	33-15	0,45	2,52	97,69

4 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 кВ

На рисунке 4.1 текущая схема конфигурации сети 10 кВ.

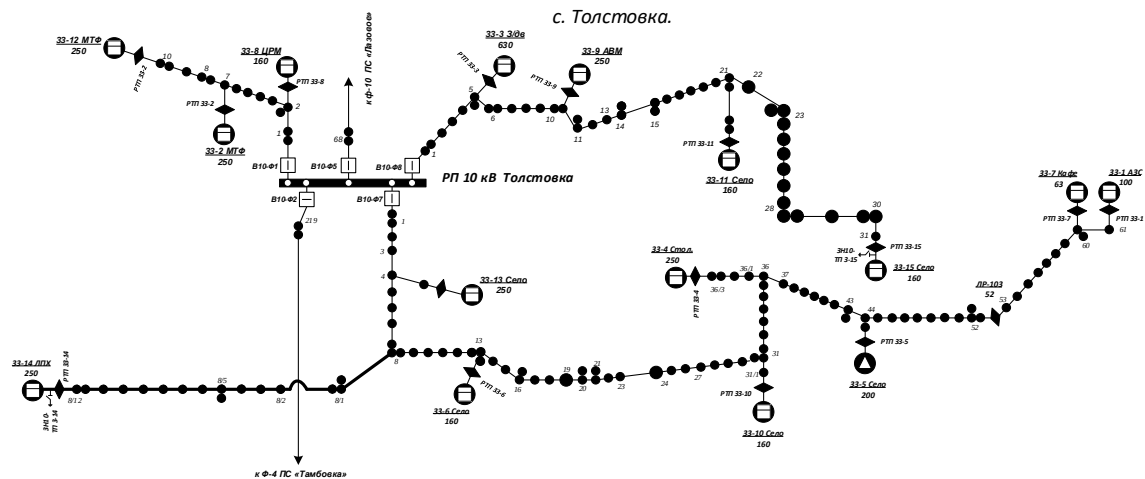


Рисунок 4.1 – Текущая схема конфигурации сети 10 кВ

На рисунке 4.2 показана схема потокораспределения существующей сети.

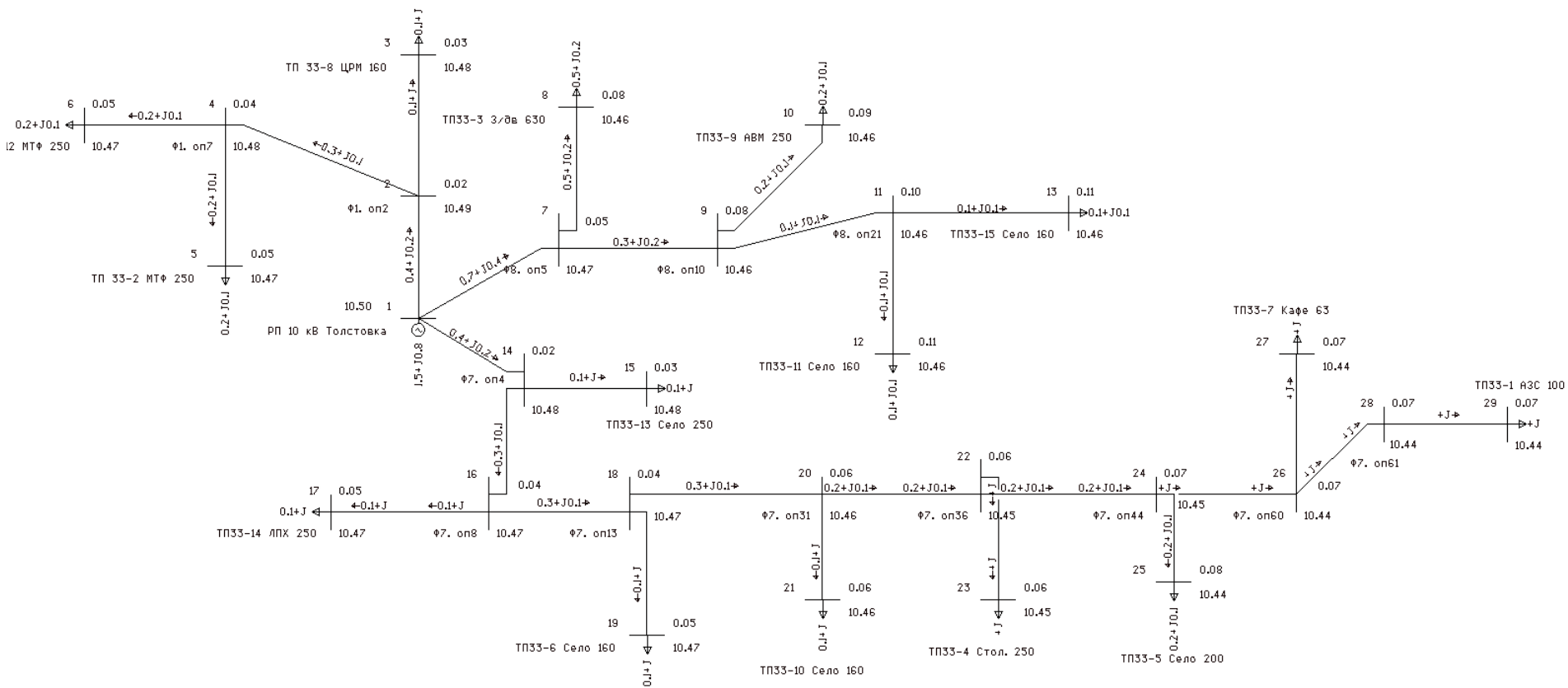


Рисунок 4.2 – Схема поток распределения
текущего режима

4.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Сети 10 кВ имеют ключевое значение для системы электроснабжения села Толстовка, так как они обеспечивают передачу электрической энергии от подстанций к потребителям.

Выбор оптимальной схемы распределительной сети является важным этапом в процессе проектирования, поскольку он напрямую влияет на такие характеристики, как надежность, экономическая эффективность электроснабжения.

В этом разделе будут рассмотрены ключевые моменты, которые следует учитывать при выборе схемы распределительной сети 10 кВ, а также проведен анализ различных схем.

Основные критерии при выборе схемы:

- Надежность (для повышения надежности часто применяются кольцевые схемы);
- Экономичность (схема распределительной сети определяется как капитальными затратами на строительство, так и эксплуатационными расходами);
- Гибкость и масштабируемость.

Основные схемы распределительных сетей 10 кВ:

- Радиальная схема, данный вариант прост в реализации и подходит для районов с низкой плотностью потребителей, однако отключения одной из линий может привести к значительному количеству отключенных потребителей;
- Петлевая схема, данная схема обеспечивает несколько путей для подачи электроэнергии к потребителям, это повышает надежность, так как при отключении одной из линий электроэнергия может поступать через другую ветвь;
- Комбинированная схема, которая сочетает в себе элементы радиальной и петлевой схем, она позволяет оптимально распределить нагрузки и повысить надежность электроснабжения.

В сельских районах, где расстояния между потребителями велики, часто используются радиальные схемы. Однако с ростом потребления и развитием инфраструктуры многие сельские районы начинают переходить на смешанные схемы, что позволяет повысить надежность электроснабжения.

Варианты конфигурации распределительных сетей представлены на рисунках 4.3, 4.4 и 4.5.

Конфигурации распределительных сетей представлены на рисунках 4.3, 4.4 и 4.5. Сеть организована по смешанной схеме.

На первом листе графической части выпускной квалификационной работы представлены различные варианты конфигурации распределительной сети напряжением 10 кВ для села Толстовка. Для выбора наиболее оптимального варианта модернизации электрической сети будет проведено технико-экономическое сравнение предложенных решений. На рисунках реконструируемая часть выделена красным пунктиром.

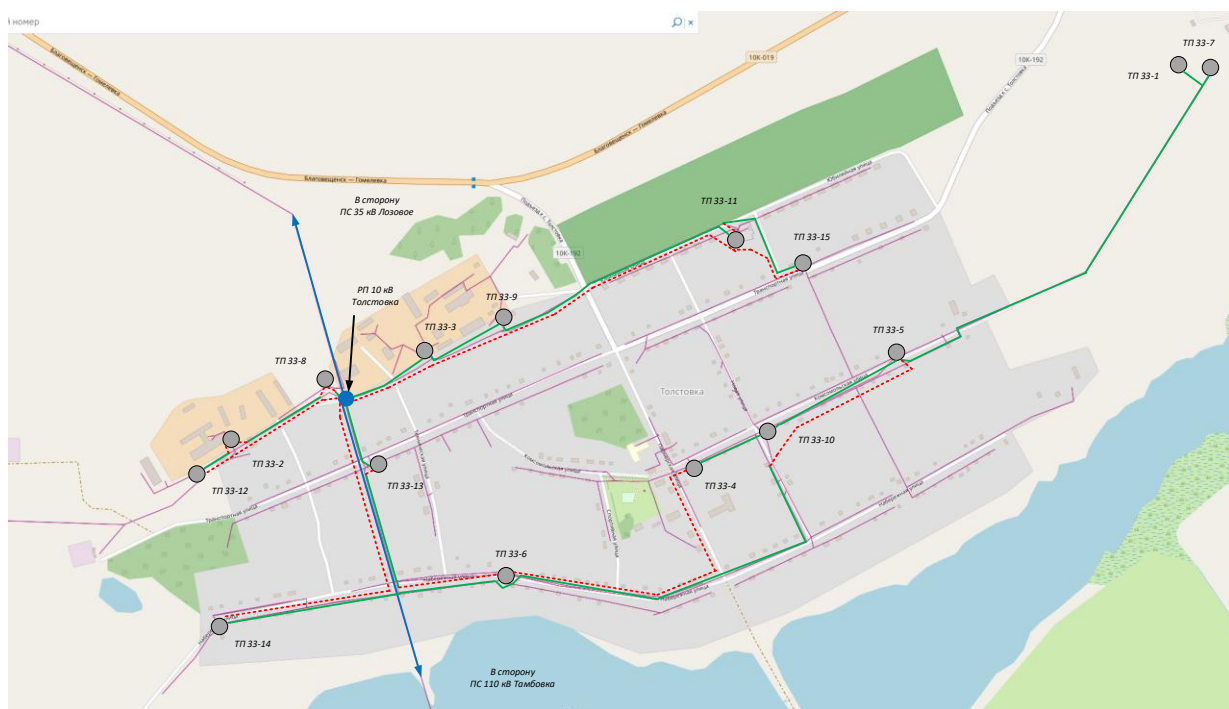


Рисунок 4.3 – Вариант 1

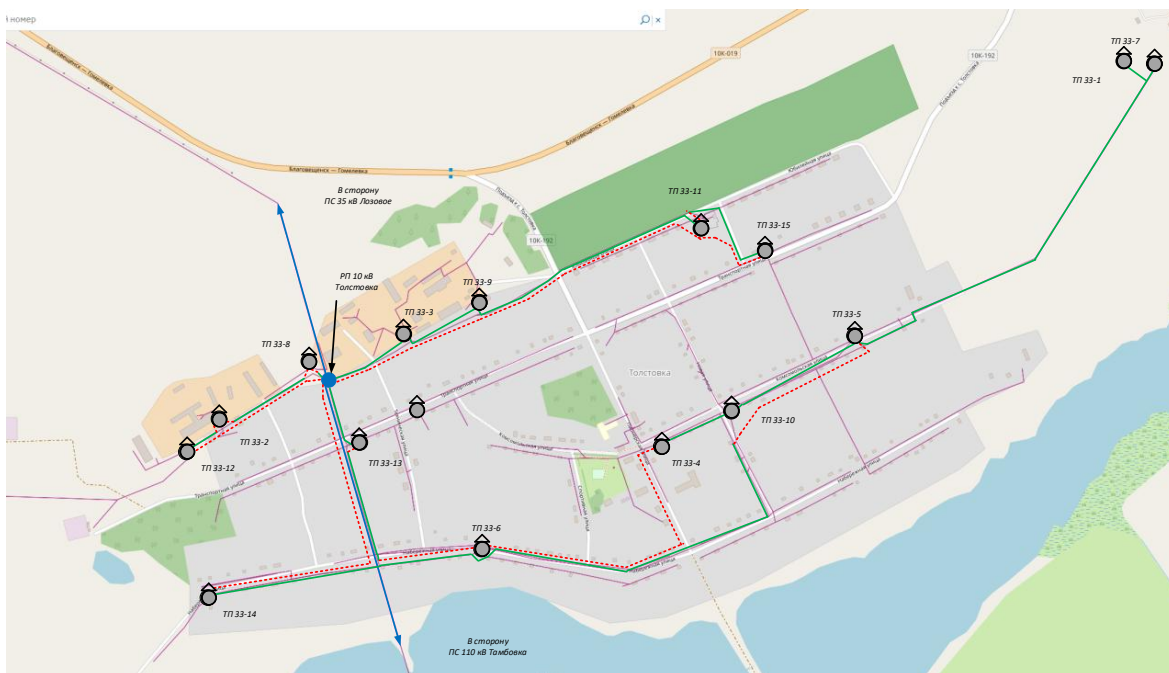


Рисунок 4.4 – Вариант 2

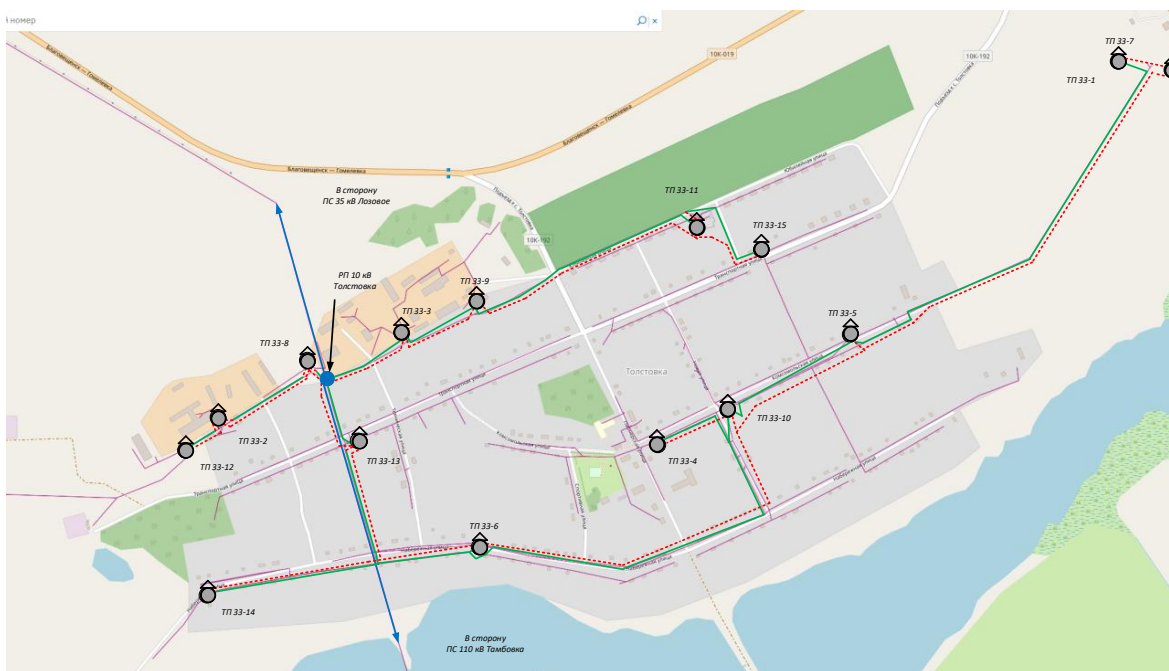


Рисунок 4.5 – Вариант 3

Определение наилучшего варианта реконструкции осуществляется через снижение общих приведенных затрат. Этот подход способствует выявлению наиболее грамотного решения, принимая во внимание все сопутствующие затраты.

$$Z_i = \sum_{i=1}^n K_i E_H + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m I_{ij}, \quad (4.1)$$

где K_i – капитальные вложения в i элемента сети, тыс. руб.;

E_H – коэффициент сравнительной эффективности, равный 0,1;

n – количество элементов сети;

m – число видов издержек производства;

I_{ij} – издержки производства, тыс. руб., определяются по формуле:

$$I_{ij} = I_a + I_{обс} + I_{ЛЭП}, \quad (4.2)$$

где I_a – амортизационные отчисления;

$I_{обс}$ – издержки на обслуживание электрических сетей;

$I_{ЛЭП}$ – издержки на потери электроэнергии при транспортировке её по элементам сети.

Капитальные вложения в ЛЭП по варианту 1:

$$K_{ЛЭП} = \sum_{i=1}^n K_{ACi} \cdot L_i, \quad (4.3)$$

где K_{ACi} – удельный показатель стоимости ЛЭП-10 кВ, тыс. руб.;

L_i – длина линии с учетом нелинейности трассы.

$$K_{ЛЭП} = 2,4 \cdot 229 = 549,6 \text{ тыс.руб.}$$

Данные и результаты расчета для этого и других вариантов сведём в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Результаты расчета $K_{ЛЭП}$

№ варианта	L_i , км	Провод	$K_{ЛЭП}$, тыс.руб
I вариант	2,4	СИП-50	549,6
II вариант	1,3	СИП-50	114,5
III вариант	4,2	СИП-50	961,8

Затраты на выключатели по 1 варианту определяются по формуле:

$$K_B = K_{y-10} N_B, \quad (4.4)$$

$$K_B = 5,030 \cdot 11 = 55,3 \text{ тыс.руб.}$$

$$\sum_{i=1}^n K_i E_H = (549,6 + 55,3) \cdot 0,1 = 60,5 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления для варианта 1:

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = K_{ЛЭП} \frac{P_{ал}}{100} + K_B \frac{P_{aB}}{100}, \quad (4.5)$$

$$\sum_{i=1}^n I_{ai} = 549,6 \cdot \frac{3}{100} + 55,3 \cdot \frac{6,5}{100} = 21,07 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на обслуживание сетей по варианту 1:

$$\sum_{i=1}^n I_{обсi} = \gamma \cdot (n_{yeЛЭП} \cdot \sum L_i + n_{yeB} \cdot \sum N_B), \quad (4.6)$$

$$\sum_{i=1}^n I_{\text{обс1}} = 0,032 \cdot (2,6 \cdot 2,4 + 49,7 \cdot 11) = 22,51 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 Результаты расчета $\sum_{i=1}^n I_{\text{обс1}}$

№ варианта	I вариант	II вариант	III вариант
$\sum L_i$, км	2,4	1,3	4,2
$n_{\text{лЭП}}$	2,1	3,2	2,6
$\sum N_B$	11	8	16
$n_{\text{лБ}}$	49,7		
$\sum_{i=1}^n I_{\text{обс1}}$	22,51	12,77	25,79

Издержки, для варианта 1:

$$\sum_{i=1}^n I_{\text{лЭП}} = \sum_{i=1}^n \Delta W \cdot c = \sum_{i=1}^n 3 \cdot I_i^2 \cdot R_{0i} \cdot L_i \cdot \tau \cdot c, \quad (4.7)$$

где ΔW – потери энергии при передаче по ЛЭП, кВтч.;

τ – время потерь, $\tau = 2314$ ч.

Ток на участке линии:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3}U_{\text{Л}}}. \quad (4.8)$$

Ток на участке линии для петлевой линии:

$$I_i = \frac{S_{\text{уч}}}{\sqrt{3}U_{\text{Л}}} = \frac{(S_i + S_j)}{\sqrt{3}U_{\text{Л}}}, \quad (4.9)$$

где S_j - мощность, прибавляемая к i -той мощности до точки потокораздела, кВА.

Представим в виде таблицы 4.3 все расходы, связанные с потерями электроэнергии при ее передаче.

Таблица 4.3 - Результаты расчета $\sum_{i=1}^n I_{ПЭЛ}$

№ варианта	$\sum_{i=1}^n I_{ПЭЛ}$
I вариант	6,78
II вариант	12,6
III вариант	9,49

Приведённые затраты на строительство ЛЭП по 1 варианту:

$$З_1 = 549,6 + 55,3 + 60,5 + 21,07 + 22,51 + 6,78 = 709,86 \text{ тыс.руб.}$$

Приведённые затраты других вариантов вычислены аналогично.

Все результаты сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Результаты расчета статических затрат

Параметр	I вариант	II вариант	III вариант
ΣL_i , км	2,4	1,3	4,2
$K_{ЛЭП}$, тыс.руб.	549,6	114,5	961,8
N_B , шт	11	8	16
K_B , тыс.руб.	55,3	40,24	80,48
$\Sigma k_i E_n$, тыс.руб.	60,5	62,00	104,23
ΣI_a , тыс.руб.	21,07	6,05	34,09
$\Sigma I_{обс}$, тыс.руб.	22,51	12,77	25,80
$\Sigma I_{ПЭЛ}$, тыс.руб.	6,78	12,60	9,45
$З_i$, тыс.руб.	709,87	248,11	1215,85

Конкурентоспособные решения отражены на листе 1 графической части ВКР.

4.2 Окончательный выбор варианта

Согласно данным, представленным в таблице 4.4, можно сделать вывод, что расходы наименьшие по варианту выполнения реконструкции сети №2.

Хотя вариант реконструкции сети №2 выглядит финансово обоснованным, он не гарантирует требуемый уровень надежности.

Радиальная структура сети, позволяет снизить первоначальные капитальные затраты, при этом имеет свои значительные недостатки. В случае возникновения аварийной ситуации или отключения одного из участков сети, приведет к отключению электроэнергии для значительного числа потребителей.

В связи с вышеизложенным, для сети напряжением 10 кВ предпочтительным является первый вариант, который обеспечивает замыкание части сетей 10 кВ по петлевой схеме. Данная схема позволяет создать несколько альтернативных маршрутов для подачи электроэнергии потребителю, что значительно повышает общую надежность системы электроснабжения села Толстовка.

Кроме того, петлевая схема способствует более равномерному распределению нагрузки по сети, что также может снизить вероятность перегрузок и аварий, происходящих на ЛЭП 10 кВ.

Таким образом, выбор первого варианта реконструкции сети оправдан с точки зрения надежности и категорийности потребителей.

4.3 Выбор сечений распределительных линий 10 кВ

Расчет аналогичен выбору сечений линий 0,4 кВ.

Прежде всего, следует установить расчетное значение тока, который будет проходить через проводники на начальном отрезке линии. Для этой цели можно воспользоваться программой RastrWin3.

На рисунке 4.5 представлена схема потокораспределения для первого варианта сети.

1	2
ТП33-6 100 - ТП33-4 25	15,08
ТП33-4 25 - ТП33-10 63	5,61
ТП33-5 200 - Ф1. оп2	16,37
Ф1. оп2 - ТП33-14 100	36,94
ТП33-14 100 - РП 10 кВ Толстовка	44,96
Ф1. оп2 - Ф1. оп7	5,62
Ф1. оп7 - ТП33-1 25	0,54
Ф1. оп7 - ТП33-7 25	0,83
ТП33-10 63 - ТП33-5 200	2,48

Основываясь на полученных данных, выбираем самонесущий изолированный провод марки СИП-3 сечением 50 мм².

СИП-3 представляет собой провод, обладающий стойкостью к различным внешним факторам, включая атмосферные осадки, механические нагрузки и воздействие ультрафиолетовых лучей. Данный провод подходит как для воздушных линий электроснабжения, так и для подключения различных потребителей электрической энергии.

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Выбранные марки и сечения распределительных линий 10 кВ

Название ветви	Марка провода	I длит.доп., А	I max, А	I загр.
1	2	3	4	5
РП 10 кВ Толстовка - ТП 33-8 160	СИП – 3х 50	240	12,22	5,09
ТП 33-8 160 - ТП 33-2 160	СИП – 3х 50	240	5,76	3,60
ТП 33-2 160 - ТП 33-12 160	СИП – 3х 50	240	3,57	1,49
ТП 33-12 160 - РП 10 кВ Толстовка	СИП – 3х 50	240	14,40	9,00
РП 10 кВ Толстовка - ТП33-3 400	СИП – 3х 50	240	33,23	13,85
ТП33-3 400 - ТП33-9 200	СИП – 3х 50	240	3,88	2,42

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5
ТП33-9 200 - ТП33-11 100	СИП – 3х 50	240	7,81	3,25
ТП33-11 100 - ТП33-15 100	СИП – 3х 50	240	13,51	8,44
ТП33-15 100 - РП 10 кВ Толстовка	СИП – 3х 50	240	18,74	7,81
РП 10 кВ Толстовка - ТП33-13 100	СИП – 3х 50	240	45,32	28,33
ТП33-13 100 - ТП33-6 100	СИП – 3х 50	240	29,72	12,39
ТП33-6 100 - ТП33-4 25	СИП – 3х 50	240	15,08	9,42
ТП33-4 25 - ТП33-10 63	СИП – 3х 50	240	5,61	2,34
ТП33-5 200 - Ф1. оп2	СИП – 3х 50	240	16,37	10,23
Ф1. оп2 - ТП33-14 100	СИП – 3х 50	240	36,94	15,39
ТП33-14 100 - РП 10 кВ Толстовка	СИП – 3х 50	240	44,96	28,10
Ф1. оп2 - Ф1. оп7	СИП – 3х 50	240	5,62	2,34
Ф1. оп7 - ТП33-1 25	СИП – 3х 50	240	0,54	0,33
Ф1. оп7 - ТП33-7 25	СИП – 3х 50	240	0,83	0,35
ТП33-10 63 - ТП33-5 200	СИП – 3х 50	240	2,48	1,55

На основании анализа данных из таблицы 4.7, выбор кабеля СИП 3х50 мм² для всех сегментов сети представляет собой оптимальное решение для обеспечения стабильного электроснабжения потребителей электрической энергии села Толстовка.

4.4 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ

Потери напряжения — это разница между напряжением на входе и напряжением на выходе электрической сети. Эти потери могут быть вызваны различными факторами, включая сопротивление проводников, индуктивные и емкостные эффекты, а также неравномерное распределение нагрузки.

Проведем расчеты потерь напряжения в ПК RaastrWin3.

Таблица 4.8 – Значение напряжений в узлах 10 кВ

Название узла	$U_{ном}$, кВ	$U_{факт}$, кВ	ΔU , %
РП 10 кВ Толстовка	10	10,50	0,00
Ф1. Оп2	10	10,45	0,02
ТП 33-8 160	10	10,49	0,01
Ф1. Оп7	10	10,45	0,01
ТП 33-2 160	10	10,49	0,01
ТП 33-12 160	10	10,49	0,01
ТП33-3 400	10	10,48	0,03
ТП33-9 200	10	10,48	0,04
ТП33-11 100	10	10,48	0,03
ТП33-15 100	10	10,49	0,02
ТП33-13 100	10	10,47	0,01
ТП33-14 100	10	10,47	0,01
ТП33-6 100	10	10,45	0,02
ТП33-10 63	10	10,44	0,02
ТП33-4 25	10	10,44	0,02
ТП33-5 200	10	10,44	0,02
ТП33-7 25	10	10,45	0,01
ТП33-1 25	10	10,45	0,01

Анализ таблицы 4.8 демонстрирует, что уровень падения напряжения остается в пределах допустимых норм, установленных действующими стандартами.

Так же расчеты подтверждают, что система электроснабжения отвечает предъявляемым критериям качества электроэнергии на точке подключения потребителей.

5.1 Расчет токов КЗ 10 кВ

Короткое замыкание (КЗ) — это аварийный режим работы электрической сети, при котором происходит непредусмотренное соединение проводников, что приводит к резкому увеличению тока. В данном разделе рассмотрим основные методы расчета токов КЗ в сети напряжением 10 кВ.

Виды короткого замыкания:

- Однофазное КЗ — замыкание одной фазы на землю;
- Двухфазное КЗ — замыкание двух фаз между собой;
- Трехфазное КЗ — замыкание всех трех фаз.

На рисунке 5.1 указана исходная схема (слева) и схема замещения (справа) и обозначены точка КЗ на стороне 10 кВ.

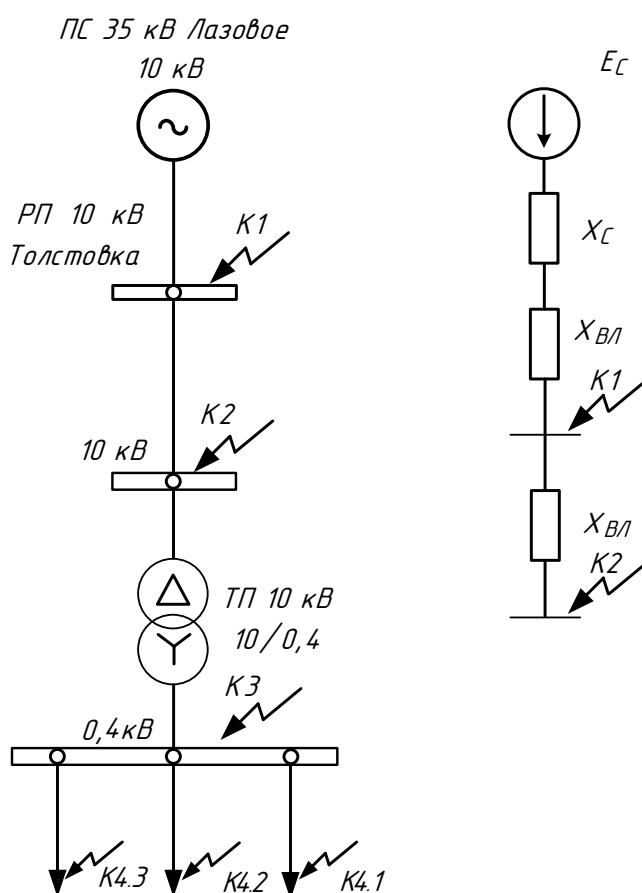


Рисунок 5.1 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Ток трехфазного короткого замыкания, кА, определяется по формуле

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(\Sigma x_{\text{л}} + x_c)^2 + \Sigma r_{\text{л}}^2}}, \quad (5.1)$$

где за основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 U_{ном}$;

$r_{\text{л}}$ – активное сопротивление провода до точки короткого замыкания, Ом/км:

$$r_{\text{л}} = r_{\text{уд}} \cdot l, \quad (5.2)$$

где $r_{\text{уд}} = 0,56$ Ом/км для АС 50;

l – длина линии, км;

$x_{\text{л}}$ – реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания, Ом/км:

$$x_{\text{л}} = x_{\text{уд}} \cdot l, \quad (5.3)$$

где $x_{\text{уд}} = 0,3$ Ом/км для АС 50 ;

x_c – реактивное сопротивление системы, Ом:

$$x_c = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_p} \quad (5.4)$$

Для определения апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания, с:

$$T_a = \frac{\Sigma x_{\text{л}} + x_c}{\Sigma r_{\text{л}} \cdot \omega}, \quad (5.5)$$

где $\omega = 314$ рад/с.

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}} \quad (5.6)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$I_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (5.7)$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА, определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (5.8)$$

Для примера рассчитаем токи КЗ на шинах 10 кВ РП Толстовка, итоги расчета помещаем в таблицу 5.1

Активное и индуктивное сопротивления линии, Ом:

$$r_{\text{л}} = 0,5 \cdot 2 = 1$$

$$x_{\text{л}} = 0,3 \cdot 2 = 0,6$$

Сопротивление системы, Ом:

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,289$$

Ток трехфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,289 + 0,6)^2 + 1^2}} = 5,4$$

Постоянная затухания, с:

$$T_a = \frac{0,289 + 0,6}{1 \cdot 314} = 0,0028$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0028}} = 1,7$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$I_{y\partial} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,4 = 12,9$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,4 = 4,7$$

Таблица 5.1 – Итоги расчета токов короткого замыкания для точки К1 в сети 10 кВ

	Σr , Ом	Σx , Ом	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	T_a , с	$K_{уд}$	$I_{уд}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА
РП 10 кВ	1	0,89	5,4	0,0028	1,7	12,9	4,7

Произведем расчет схожим образом для каждой ТП (точка К2), итоги расчета помещаем в таблицу 5.2

Таблица 5.2 – Итоги расчета токов короткого замыкания для точки К2 в сети 10 кВ

№ ТП	$I_k^{(3)}$, кА	$K_{уд}$	$i_{уд}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА
33-12	3,95	1,4	7,8	6,75
33-2	4,06	1,4	8,04	3,51
33-8	4,41	1,7	10,6	3,8
33-13	4,17	1,02	6,04	3,6
33-14	3,23	1,01	4,6	2,8
33-6	3,45	1,01	4,95	2,98
33-4	3,02	1,01	4,3	2,6
33-10	2,84	1,01	4,06	2,46
33-5	2,67	1,01	3,77	2,3
33-1	1,15	1	1,62	1,00
33-7	1,56	1	2,2	1,35
33-3	4,27	1	6,04	3,82
33-9	3,91	1,02	5,64	3,4
33-11	3,43	1	4,95	2,97
33-15	3,33	1,01	4,75	2,9

5.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

На рисунке 5.2 указана схема замещения и обозначены точка КЗ на стороне 0,4 кВ.

Схожим образом, находим токи короткого замыкания для точки К2, но для данной точки КЗ сопротивление системы приводится к напряжению 0,4 кВ.

Ток однофазного КЗ рассчитывается для проверки чувствительности вставок предохранителей, автоматических выключателей, кА:

$$I_{\text{П0}}^{(1)} = \frac{U_{\text{HH}} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (5.9)$$

где $R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ – сопротивления прямой последовательности для всех имеющихся элементов равно сопротивлению обратной последовательности;
 $R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ – сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю. Результаты расчета в таблице 21.

$$I_{\text{П0}}^{(3)} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{ав}} + R_{\text{Л}} + R_{\text{Д}} + R_{\text{ТР}} + R_{\text{кон}})^2 + (X_{\text{ТР}})^2}}. \quad (5.10)$$

где $R_{\text{ав}}, X_{\text{ав}}$ – сопротивления автоматического выключателя;
 $R_{\text{тр}}, X_{\text{тр}}$ – сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ;
 $R_{\text{д}}$ – сопротивления дуги, так как КЗ неметаллическое;
 $R_{\text{кон}}$ – сопротивления контактов.

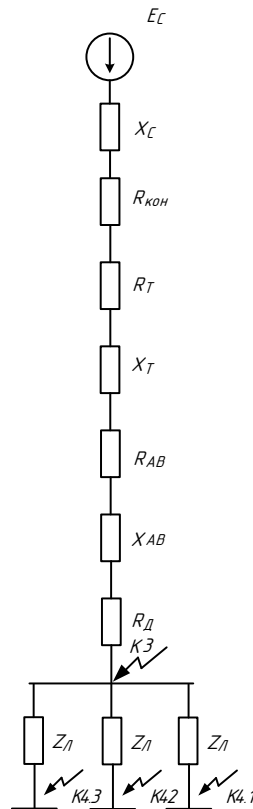


Рисунок 5.2 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ
 Расчет в табличной форме приведен в приложении А.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РП 10 КВ ТОЛСТОВКА

6.1 Расчетные данные

Используем полученное в разделе 4 настоящей ВКР значение токов. Данные приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчетные токи на отходящих фидерах 10 кВ РП 10 кВ Толстовка

Название ветви	№ фидера	I max, А
РП 10 кВ Толстовка - ТП 33-8 160	Фидер 2	12,22
ТП 33-12 160 - РП 10 кВ Толстовка	Фидер 3	14,40
РП 10 кВ Толстовка - ТП33-3 400	Фидер 9	33,23
ТП33-15 100 - РП 10 кВ Толстовка	Фидер 10	18,74
РП 10 кВ Толстовка - ТП33-13 100	Фидер 4	45,32
ТП33-14 100 - РП 10 кВ Толстовка	Фидер 8	44,96

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_{y\partial}; \quad (6.1)$$

где $I_{кз}$ - значение трёхфазного тока короткого замыкания на шинах 10 кВ;
 $K_{y\partial}$ - ударный коэффициент.

Термическое действие токов короткого замыкания:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a); \quad (6.2)$$

где $t_{откл}$ – расчетное время отключения выключателя;
 T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Таким образом время отключения выключателя равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}}; \quad (6.3)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$t_{\text{отклвыкл}}$ - полное время отключения выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 3 + 0,065 = 3,065 \text{ с.}$$

$$B_k = 5,4^2 \cdot (3,065 + 0,03) = 89,38 \text{ кА}^2\text{с.}$$

$$I_{\text{расч.макс.НН}} = 45,32 \text{ А.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = 12,9 \text{ кА.}$$

6.2 Проверка параметров выключателей и разъединителей

Рассмотрим возможность применения комплектного распределительного устройства КРУ-К-1.4

Комплектные распределительные устройства, предназначенные для работы на номинальное напряжение 10 кВ и относятся к серии оборудования КРУ-СВЭЛ-К-1.4, которые представляют собой модульные конструкции из металла. Они включают в себя четыре изолированных отсека: отсек с выкатным элементом, отсек для кабельных соединений, отсек для сборных шин и отсек для цепей вторичной коммутации. Внутри ячейки установлен выключатель, который может работать с рабочими токами до 3150 А и располагается на выкатном элементе. В КРУ устанавливаются вакуумные выключатели ВВ/TEL-10 (Таврида Электрик).

Выключатели и разъединители выбираются по условиям [19]:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}; \quad (6.4)$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}; \quad (6.5)$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}; \quad (6.6)$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (6.7)$$

По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}. \quad (6.8)$$

Выбор коммутационных аппаратов напряжением 10 кВ осуществляется в соответствии с данными, представленными в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Проверка условий выбора выключателей КРУ-СВЭЛ-К-1.4 на РП 10 кВ Толстовка

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателей
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$	$I_{\text{ном.р.}} = 45,32 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{по}} = 5,4 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 12,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$

1	2	3
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 89,38 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Как итог, применение комплектного распределительного устройства КРУ-СВЭЛ-К-1.4, оснащенного вакуумными выключателями модели ВВ/TEL (Таврида Электрик) на РП 10 кВ Толстовка возможно. При этом стоит отметить, что применение вакуумных выключателей существенно увеличивает безопасность эксплуатации и снижает риск возникновения аварийных ситуаций.

6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для обеспечения необходимого уровня точности измерений важно правильно выбрать трансформаторы тока. В данном случае выбраны трансформаторы тока типа ТОЛ-СВЭЛ-10М-11 с коэффициентом трансформации 200/5 А.

Допустимые параметры нагрузки на вторичной обмотке.

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2, \quad (6.9)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка в выбранном классе точности.

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2}, \quad (6.10)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

I_2 – вторичный ток ТТ, примем 5 А.

Вторичная нагрузка R_2

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}. \quad (6.11)$$

Перечень приборов, относящихся к вторичной нагрузке, представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Линии 10 кВ				
Амперметр	ЦП 8501	0,16	0,16	0,16
Ваттметр	ЦП 8506	0,16	0,16	0,16
Варметр	ЦП 8506	0,16	0,16	0,16
Счетчик	СЕ 101	0,08	0,08	0,08
Секционный выключатель 10 кВ				
Амперметр	ЦП 8501	0,02	0,02	0,02
Итого		0,58	0,58	0,58

Мощность трансформатора тока должна превышать фактическую нагрузку, подключенную к его вторичной обмотке.

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{\kappa}), \quad (6.12)$$

Для примера рассмотрим трансформатор тока линейной ячейки.

$$Z_{2ном} = \frac{2,5}{5} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Максимально допустимое сопротивление провода:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - \sum R_{приб} - R_{\kappa}. \quad (6.13)$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенные к ТТ:

$$\sum R_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_2^2}. \quad (6.14)$$

$$\sum R_{проб} = \frac{0,58}{5^2} = 0,024 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

$$R_{np} = 0,5 - 0,024 - 0,05 = 0,426 \text{ Ом.}$$

Ориентировочное сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}}, \quad (6.15)$$

где l – длина соединительного кабеля.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,426} = 0,66 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}} \quad (6.16)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,024 + 0,07 + 0,05 = 0,15 \text{ Ом.}$$

Таблица 6.3. – Параметры трансформаторов тока 10 кВ КРУ-СВЭЛ-К-1.4

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
Класс точности 0,5		
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.макс}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 45,32 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ТТ-СВ}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 12,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 89,38 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
$Z_{2\text{ном}} = 0,5 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,15 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Результаты проведенного анализа свидетельствуют о том, что выбранные трансформаторы тока ТОЛ-СВЭЛ-10М-11 полностью соответствуют всем необходимым критериям и требованиям.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

$$U_{\text{н}} \geq U_{\text{раб}} = 10 \text{ кВ}; \quad (6.17)$$

где $U_{\text{н}}$ - номинальное напряжение ТН, кВ,

$U_{\text{раб}}$ - рабочее напряжение на шинах электроустановки, к которым подключают ТН, кВ.

Проверим НАМИ-10 кВ

Таблица 6.4 – Расчеты по определению мощности ТН 10 кВ

Наименование нагрузки	Количество	Нагрузка на фазу, В·А	Расчетная мощность
1	2	3	4
Терминал РЗА	13	0,23	2,99
Счетчик электрический СЕ 101	12	0,2	2,4

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4
Модуль «Цифровой трехфазный ваттметр»	13	0,17	2,21
Модуль «Цифровой трехфазный амперметр»	13	0,17	2,21
Модуль «Цифровой трехфазный вольтметр»	2	0,17	0,34
Регистратор аварийных событий	2	0,8	1,6
Итого			11,75

Произведём сравнение паспортных данных с расчетными. В таблице 6.5 указаны максимальные значения расчетной нагрузки.

Таблица 6.5 – Проверка трансформаторов шинных ТН 10 кВ

Наименование присоединения	Расчетная мощность нагрузки, $S_{\text{нагр.расч.}}$, В·А	Проверка нагрузки ТН
		$S_{\text{нагр.расч.}} < S_{\text{ном.тн}}$
1	2	3
ТН-1С-10 кВ	11,75	11,75<15
ТН-2С-10 кВ	11,75	11,75<15

6.5 Выбор системы собственных нужд

С учетом важности обеспечения непрерывной работы подстанции без постоянного присутствия обслуживающего персонала, в рамках ВКР предусмотрено внедрение автоматизированных систем. Данные системы будут контролировать обогрев наружных шкафов и силового оборудования.

Активная нагрузка рассчитывается по формуле:

$$P_3 = \frac{P \cdot K_c}{n}; \quad (6.18)$$

где K_c - коэффициент спроса электроприемника в летний сезон;

P – суммарная нагрузка электроприемников, кВт;

n = коэффициент полезного действия электроприемника.

$$P_{\text{обогрева}} = \frac{12,22 \cdot 1}{1} = 12,22$$

Реактивная нагрузка в зимний сезон рассчитывается по формуле:

$$Q_3 = P_3 \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (6.19)$$

$$Q_{\text{обогрева}} = 12,2 \cdot 0 = 0$$

Полная нагрузка электроприемников:

$$S_3 = \sqrt{(\Sigma P_3)^2 + (\Sigma Q_3)^2}; \quad (6.20)$$

$$S_3 = \sqrt{19,52^2 + 0,82^2} = 20,46 \text{ кВА.}$$

Расчет выбора мощности трансформаторов собственных нужд представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Расчет выбора мощности трансформаторов собственных нужд

Наименование нагрузки	Установленная мощность			cos	Расчетная нагрузка			
	Мощность, кВт	Кол-во, шт.	Общая мощность, кВт		Kc	P,	Q,	S,
						кВт	квар	кВА
Обогрев	1	13	13	1	1	13	0,13	13,00
Питание приводов выключателей	0,25	13	3,25	0,8	0,8	2,6	0,65	3,09
Освещение	0,1	15	1,5	1	1	1,5	0,02	1,34
Учет и РЗА	0,1	13	1,3	1	1	1,3	0,01	1,63
Связь и сеть	0,56	2	1,12	1	1	1,12	0,01	1,40
Итого			20,17			19,52	0,82	20,46

Выбираем к установке два трансформатора мощностью 25 кВА типа ТМ-25. Ремонтная мощность равняется половине от расчетной.

$$S_T \geq \frac{S_{\text{расч}} + S_{\text{рем}}}{n \cdot k}; \quad (6.21)$$

$$S_T \geq \frac{20,46 + 10,23}{2 \cdot 1,3} = 11,8 \text{ кВА}.$$

Исходя из условий проверки можно сделать вывод что два трансформатора ТМ-25к кВА-10/0,4 УХЛ 1 полностью перекроют потребность в собственных нуждах РП 10 кВ Толстовка в нормальном и ремонтном режимах работы.

С учетом положительного опыта эксплуатации, в качестве окончательного выбора рекомендуется использовать модель ТМ-25к кВА-10/0,4 УХЛ 1.

6.6 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений (ОПН) предназначен для обеспечения защиты изоляции электрического оборудования от перенапряжений, возникающих в результате грозových разрядов и коммутационных процессов.

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
- выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
- выбор класса пропускной способности ОПН;
- выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
- определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
- определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;

$$U_{\text{нр}} \geq 1,05 \cdot U_{\text{нс}} ; \quad (6.22)$$

Здесь 1,05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее большего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} \cdot \left(\frac{T_{\text{к}}}{10} \right)^m ; \quad (6.23)$$

где $U_{\text{к}}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{\text{к}}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{\text{экв}}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени» $m = 0,02$.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

$$I_{\text{кз}} < I_{\text{вз.без}} ; \quad (6.24)$$

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1.15-1.2); \quad (6.25)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле [21]:

$$U_{\text{ки}} = 1.41 \cdot 1.35 \cdot 0.9 \cdot U_{\text{исп50}}; \quad (6.26)$$

где $U_{\text{исп50}}$ – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{\text{вн}}$:

$$A_{\text{вн}} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к}}) / U_{\text{доп}} > (0.15-0.25); \quad (6.27)$$

где $U_{\text{доп}}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;
 $U_{\text{ост.к}}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

$$A_{\text{гр}} = (U_{\text{исп}} - U_{\text{ост}}) / U_{\text{исп}} > (0.2-0.25); \quad (6.28)$$

где $U_{\text{исп}}$ – значение грозового испытательного импульса;
 $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;
(0.2 – 0.25) – координационный интервал.

Принимаем ОПН-П1-10/12,7/10/0,5 III УХЛ-1, разработанный и изготовленный ведущим отечественным производителем ЗАО «ЗЭТО».

Выбор по напряжению установки выполняется по следующему соотношению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (6.29)$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{\text{н.р.д}} = 1,05 \cdot \frac{U_{\text{н.р.с}}}{\sqrt{3}}; \quad (6.30)$$

где $U_{\text{нрс}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети согласно [21].

$$U_{\text{н.р.д}} = 1,05 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 6,4 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}} \quad (6.31)$$

$$6,4 \leq 12,7 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}; \quad (6.32)$$

Для выбранного ОПН $I_{\text{в.б}}$ ток взрывобезопасности равен 10 кА.

$$10 > 1,2 \cdot 5,4 = 6,48 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ.}$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{н.р}; \quad (6.33)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 6,64 = 9,3 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{н.р.ном}}; \quad (6.34)$$

$$\frac{9,3}{12,7} = 0,73.$$

Время в течении, которого выдерживается перенапряжение выбранного ОПН $t_{опн} = 550 \text{ с.}$

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ $t = 4 \text{ с.}$

$$t_{опн} > t; \quad (6.35)$$

$$550 > 4 \text{ с.}$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.ном}} = 14$ кВ.

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}; \quad (6.36)$$

$$14 < 15 \text{ кВ.}$$

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1.2}; \quad (6.37)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{н}}=1.35$; $K_{\text{к}}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{к}}=0.9$.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 15}{1,2} = 21,48 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.к.ном}} = 15$ кВ.

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}; \quad (6.38)$$

$$15 < 21,48 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН.

Для района с первой степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее $l_{\text{утеч}} = 20 \text{ см}$.

Для выбранного ОПН $l_{\text{утеч.ном}} = 50 \text{ см}$.

Результаты расчета и каталожные данные приведены в таблице 6.7.

Принимаем ОПН-П1-10/12,7/10/0,5ШУХЛ1, производитель ЗАО «ЗЭТО».

Таблица 6.7 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 12,7 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 6,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 10 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{по}} = 5,4 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 550 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 14 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 21,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$l_{\text{утеч.ном}} = 50 \text{ см}$	$l_{\text{утеч}} = 20 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.ном}} > l_{\text{утеч}}$

Приняты ОПН-П1-10/12,7/10/0,5ШУХЛ1 соответствует критериям выбора и проверки ОПН 10 кВ.

7.1 Выбор оборудования и средств защиты ТП 10/0,4

Определим оборудование и средства защиты для трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ ТП 33-15. В процессе выбора и проверки будут применены сведения, собранные в разделах 5 и 6 данной выпускной квалификационной работы.

Выбираем разъединитель:

Принимаем разъединитель РЛНД-10/200 У1:

Технические характеристики:

$$U_H = 10 \text{ кВ}, \quad I_H = 200 \text{ А}, \quad i_{\text{дин(скв)}} = 30 \text{ кА}, \quad I_{\text{Нтерм}} = 30 \text{ кА}, \quad t_{\text{терм}} = 3 \text{ с},$$

$$U_{\text{НА}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{НС}} = 10 \text{ кВ}.$$

$$I_{\text{расч.макс.}} = 45,32;$$

$$I_H = 200 \text{ А} \geq I_{\text{рmax}} = 45,32 \text{ А}.$$

$$i_{\text{уд}} = 4,75,$$

$$i_{\text{Ндин(скв)}} = 30 \text{ кА} > i_{\text{уд}} = 4,75 \text{ кА}.$$

$$B_k = 3,33^2 \cdot (3,065 + 0,03) = 34,32 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Для удобства сравнения принятых характеристик, данные сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Проверка разъединителя РЛНД-10/200 У1

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя
1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$	$I_{\text{ном.р}} = 45,32 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{по}} = 3,33 \text{ кА}$	$i_{\text{Ндин(скв)}} = 30 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 4,75 \text{ кА}$	$i_{\text{Ндин(скв)}} = 30 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 34,32 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$

Высоковольтный предохранитель для защиты трансформатора:

$$I_{\text{Нтр}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (7.1)$$

$$I_{\text{Нтр}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,7 \text{ А}.$$

Выбираем предохранитель ПКТ-101-10-6 УХЛЗ.

$$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}, \quad I_{\text{Нвст}} = 6 \text{ А}, \quad I_{\text{Поткл}} = 30 \text{ кА}.$$

ПКТ-101-10-6 УХЛЗ.

Проведем согласование с автоматическим выключателем: на низкой стороне.

Проверка по селективности.

$$\text{При } I_{\text{КЗ } 0,4\text{кВ}}^{(3)} = 3,33 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right) = 125 \text{ А}, \quad t_{\text{д}} \approx 1 \text{ с}, \quad 1 \text{ с} \leq 5 \text{ с}.$$

Таким образом, предохранитель гарантирует нужное время для срабатывания. В случае малых токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ время, необходимое для срабатывания предохранителя, оказывается слишком продолжительным. В этой ситуации автоматический выключатель в сети 0,4 кВ сработает с большей скоростью.

Рубильник на стороне НН:

$$I_{p\max} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,34 \text{ А}.$$

Принимаем рубильник Р32, технические характеристики сведены в таблицу 7.2:

Таблица 7.2 – Проверка рубильника Р32

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные рубильника
1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$	$I_{\text{ном.р}} = 144,34 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ввод}} = 250 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{по}} = 3,12 \text{ кА}$	$i_{\text{Ндин(скв)}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 3,7 \text{ кА}$	$i_{\text{Ндин(скв)}} = 20 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 3,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$

ОПН на высокой стороне принимаем ОПН-П1-10/12,7/10/0,5 $U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$.

ОПН на низкой стороне принимаем ОПН-П-0,4/0,4/5/300 $U_{\text{н}} = 0,4 \text{ кВ}$.

Трансформаторы тока для низкой стороны ТК-20 $I_{\text{н1}} = 200 \text{ А}$, $I_{\text{н2}} = 5 \text{ А}$.

Выбор и проверка автоматических выключателей.

Автоматические выключатели играют важную роль в обеспечении безопасности электрических систем, так как они обеспечивают необходимую ско-

рость отключения поврежденного участка сети в условиях возникновения короткого замыкания. Автоматические выключатели предназначены для мгновенного реагирования на аварийные ситуации, что позволяет минимизировать потенциальный ущерб как для оборудования, так и для людей.

Одним из ключевых преимуществ автоматических выключателей является их способность срабатывать быстрее, чем традиционные предохранители, особенно в случае устойчивого короткого замыкания. Это особенно актуально для оборудования, находящегося на стороне 10 кВ трансформаторной подстанции, где скорость ликвидации тока короткого замыкания имеет критическое значение.

$$I_{Л1\max} = \frac{S_{1-0\text{ Л1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}; \quad (7.2)$$

Для расчета используем данные, полученные в разделе 2 настоящей ВКР.

$$I_{Л1\max} = \frac{110,84}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 159,98 \text{ А},$$

$$I_{Л2\max} = \frac{94,67}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 136,64 \text{ А},$$

$$I_{Л3\max} = \frac{83,6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 120,67 \text{ А}.$$

Принимаем автоматические выключатели типа АЗ720Б для всех трех фидеров 0,4 кВ. Данные по проверке сведены в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – проверка выключателей типа АЗ720Б

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателей
1	2	3
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$	$I_{\text{ном.р}} = 159,98 \text{ А}$	$I_{\text{ном.ввод}} = 250 \text{ А}$

1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{по}} = 3,12 \text{ кА}$	$i_{\text{Ндин(скв)}} = 18 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 3,7 \text{ кА}$	$i_{\text{Ндин(скв)}} = 18 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 3,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$

Автоматические выключатели АЗ720Б соответствуют современным требованиям по быстродействию. Их использование позволяет значительно повысить скорость ликвидации коротких замыканий, что делает их незаменимыми в современных энергетических системах.

Для других ТП расчет выполнен аналогично и показан в приложении Б

7.2 Заземление подстанции ТП 10/0,4 кВ

Заземление подстанции трансформаторной (ТП) 10/0,4 кВ является элементом системы электроснабжения, обеспечивающим безопасность эксплуатации, защиту оборудования и людей от электрических ударов и воздействия токов коротких замыканий.

Основные элементы системы заземления:

- Заземляющие проводники;
- Заземляющее устройство – наиболее распространенные типы заземляющих устройств, это совокупность вертикальных и горизонтальных электродов.

При проектировании системы заземления подстанции ТП 10/0,4 кВ необходимо учитывать тип грунта и местоположение подстанции относительно прилегающих зданий и сооружений.

Произведем расчет заземления подстанции ТП 10/0,4 кВ.

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = \rho \cdot K, \quad (7.3)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта Ом/м;

K – повышающий коэффициент для вертикальных и горизонтальных заземлителей.

Коэффициенты для вертикальных и горизонтальных заземляющих элементов составляют $K_v = 1,5$ и $K_\Gamma = 3,0$ соответственно.

$$\rho_{\text{РАСЧ.В}} = 70 \cdot 1,5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{\text{РАСЧ.Г}} = 70 \cdot 3,0 = 210 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Принимаем стержневой электрод, имеющий диаметр 12 мм и длину 3 метра.

$$R_v = \frac{\rho_{\text{РАСЧ.В}}}{2\pi \cdot l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+1}{4t-1} \right), \quad (7.4)$$

где l – длина прутка, м;

d – диаметр прутка, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м.

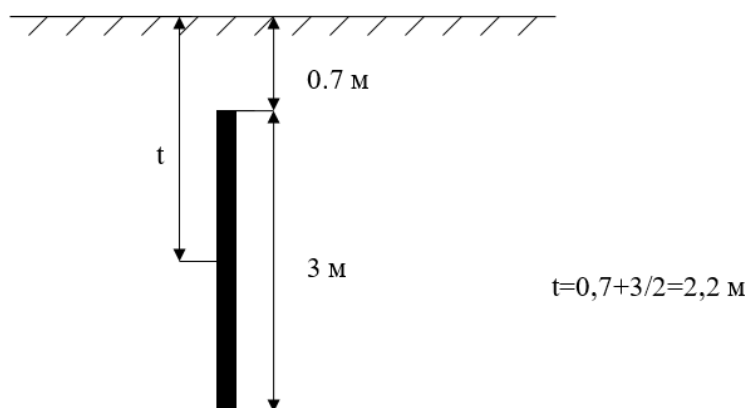


Рисунок 7.1 - Расстояние от поверхности земли до середины электрода

$$R_B = \frac{105}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,012} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 1}{4 \cdot 2,2 - 1} \right) = 15,9 \text{ Ом.}$$

Находим приблизительное количество вертикальных заземляющих устройств, принимая коэффициент использования $K_{и.в.}$ равным 0,7:

$$n_B = \frac{R_B}{K_{и.в.} \cdot R_3}, \quad (7.5)$$

$$n_B = \frac{15,9}{0,7 \cdot 4} = 5,68 \approx 6 \text{ шт.}$$

Для достижения надёжного заземления трансформаторной подстанции требуется создать систему вертикальных электродов, размещённых вдоль границ объекта. Затем выполняется расчёт сопротивления рассеивания горизонтальных электродов, изготовленных из стальной полосы с размерами 40x4 мм, которые соединяются с верхними концами вертикальных электродов [20].

$$R_\Gamma = \frac{\left(\frac{\rho}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{l^2 \cdot 2}{b \cdot t} \right)}{K_{и.г.}}, \quad (7.6)$$

где $K_{и.г.}$ – коэффициент использования соединительной полосы в контуре,

$$K_{и.г.} = 0,64;$$

l – длина полосы, м;

b – ширина полосы, м;

t – глубина заложения, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{\left(\frac{210}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \cdot \ln \frac{50^2 \cdot 2}{0,04 \cdot 0,7} \right)}{0,64} = 5,48 \text{ Ом}.$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{И}}{R_{\Gamma} - R_{И}}, \quad (7.7)$$

$$R_B = \frac{5,48 \cdot 4}{5,48 - 4} = 14,8 \text{ Ом}.$$

Уточненное число вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{14,8}{0,7 \cdot 4} = 5,8 \approx 6 \text{ электродов}.$$

Проверка сопротивления заземления:

$$R_3 = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_B}{R_{\Gamma} + R_B}, \quad (7.8)$$

$$R_3 = \frac{5,48 \cdot 14,8}{5,48 + 14,8} = 3,9 \text{ Ом}.$$

В нашем случае значение 3,9 Ом, которое меньше установленного предела в 4 Ом, что свидетельствует о корректном выполнении заземления.

7.3 Молниезащита ТП 10/0,4 кВ

Молниезащита предназначена для защиты электрооборудования и зданий от повреждений, вызванных ударами молний. Удары молний могут привести к:

- Повреждению оборудования;

- Пожарам;
- Перебоям в электроснабжении.

Основные элементы молниезащиты:

- Заземляющее устройство;
- Соединительные проводники;
- Защита от перенапряжений.

Устройства защиты от перенапряжений помогают предотвратить повреждения оборудования, вызванные перенапряжениями, возникающими в результате ударов молний или других факторов.

Выбор ОПН осуществлен в разделе 6.6 настоящей ВКР.

7.4 Проверка сечений СИП на термическую стойкость к токам короткого замыкания

В данном разделе рассмотрим способ проверки сечения СИП на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Термическая стойкость проводников к токам короткого замыкания — это их способность выдерживать высокие температуры, возникающие в результате протекания токов КЗ. При этом важно учитывать, что:

- Кратковременные токи КЗ могут вызывать резкий нагрев проводников, что может привести к их повреждению или даже разрушению изоляции;
- Неправильный выбор сечения может привести к перегреву, что в свою очередь может стать причиной возгораний или выхода из строя оборудования.

Для проверки термической стойкости СИП к токам короткого замыкания необходимо провести расчеты, основываясь на следующих параметрах:

- Сечении проводника;
- Материала проводника;
- Длительности короткого замыкания;
- Коэффициента теплопередачи.

Выполним расчет:

$I_{\text{к1}}^{(3)} = 5,4 \text{ А}$ - трехфазный ток КЗ на шинах 10 кВ РП 10 кВ Толстовка, кА;

$T_B = t_{л} + t$ с. - выдержка времени максимальной защиты на отходящей линии РП 10 кВ Толстовка;

$$T_B = 3 \text{ с.}$$

$T_o = 0,05$ с - время отключения выключателя.

Действительное время отключения:

$$T_{л} = T_B + T_o, \quad (7.9)$$

$$T_{л} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с.}$$

Расчетный тепловой импульс тока КЗ (используем для проверки максимальный расчётный ток КЗ):

$$B_k = I_{K1}^{(3)2} \cdot T_{л}, \quad (7.10)$$

$$B_k = 5,4^2 \cdot 3,05 = 88,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение кабеля по термической стойкости:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C};$$

где $C = 90$ - постоянное значение для проводов с алюминиевыми жилами 10 кВ.

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{88,94}}{90} = 10 \text{ мм}^2.$$

Условие $S_{\text{факт}} \geq S_{\text{тер. min}}$ выполняется:

$$50 \text{ мм}^2 \geq 10 \text{ мм}^2.$$

Провод СИП-50 демонстрирует высокие показатели термической стойкости при действии на него токов короткого замыкания. Это означает, что он способен выдерживать значительные температуры, возникающие в результате короткого замыкания, без потери своих эксплуатационных характеристик. СИП-50 является предпочтительным выбором для использования в распределительных сетях села Толстовка.

8.1 Защита и автоматика устройств в составе распределительного устройства 10 кВ

На подстанции РП 10 кВ Толстовка устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) для линий напряжением 10 кВ установлены в релейных шкафах ячеек распределительного устройства 10 кВ. Такая схема размещения обеспечивает высокую степень защиты соединений 10 кВ, сохраняя при этом компактность.

Внутреннее пространство ячеек должно быть оборудовано оптическими сенсорами, способными выявлять дуговые замыкания, стационарными датчиками для мониторинга наличия напряжения, а также системами, предназначенными для фиксации аварийных ситуаций.

Современные микропроцессорные терминалы БЭ2502, разработанные компанией «НПП ЭКРА», применяются для фиксации и охраны аварийных ситуаций в сети 10 кВ.

Терминал ЭКРА 217(А) 0302 выполняет следующие функции:

а) в части защит:

- дифференциальная защита линии (ДифЗЛ);
- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ);
- комбинированный пуск по напряжению (вольтметровая блокировка);
- контроль исправности вторичных цепей ТН;
- контроль исправности вторичных цепей ТТ;
- защита от несимметричного режима (ЗНР);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- защита от минимального напряжения (ЗМН);
- контроль наличия (отсутствия) напряжения на шинах;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- два дополнительных трехфазных реле тока.

б) в части измерения, осциллографирования, регистрации:

- измерение действующего значения напряжения по каждой фазе и линейные;
- измерение действующего значения тока в каждой фазе;
- измерение частоты сети;
- измерение активной мощности пофазно и суммарной;
- измерение реактивной мощности пофазно и суммарной;
- измерение полной мощности пофазно и суммарной;
- измерение коэффициента активной мощности пофазно и суммарного;
- индикация текущих величин;
- передача осциллограмм и событий с меткой времени по цифровым каналам связи;
- регистрация событий в нормальном и аварийном режимах;
- встроенные часы-календарь;
- синхронизация по времени;

в) в части автоматики управления:

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
- однократное и двукратное трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ);
- автоматика управления выключателем (АУВ);

д) дополнительные возможности:

- непрерывно функционирующая система самодиагностики;
- исключение несанкционированного изменения конфигурации терминала (в частности матрицы отключений) посредством системы паролей;
- прием заданного количества аналоговых сигналов;
- прием заданного количества дискретных сигналов;
- возможность конфигурирования дискретных сигналов с учетом проекта (с помощью матрицы дискретных входов);

- формирование выдержек времени действия функций защиты или автоматики на выходные цепи;
- управление заданным количеством выходных реле терминала (отключающих и сигнальных);
- местная сигнализация, осуществляемая при помощи светодиодных индикаторов и жидкокристаллического дисплея;
- выдача заданного количества выходных аналоговых сигналов;
- сигнализация о неисправностях;
- сигнализация (с «запоминанием») срабатывания защитных функций, приемных и выходных цепей на светодиодных индикаторах, сохраняемая при пропадании (исчезновении, посадке) напряжения питания оперативного постоянного тока и восстанавливаемая при появлении напряжения питания;
- связь с внешними устройствами через цифровой интерфейс.

8.2 Расчет релейной защиты линии 10 кВ

Таблица 8.1 – Параметры цепей терминала

Параметр	Значение	Соответствие характеристик к требуемым параметрам эксплуатации
Схема соединения обмоток ТН	Yв/Yн/ Δ	Соответствует
Номинальное напряжение (фазное) первичной обмотки $U_{ном. перв.}$, В	$10000\sqrt{3}$	Соответствует
Номинальное напряжение (фазное) основной вторичной обмотки $U_{ном. втор. осн.}$, В	$100\sqrt{3}$	Соответствует
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки $U_{доп.}$, В	100/3	Соответствует
КТТ	200/5	Соответствует

Дифференциальная защита линии (ДифЗЛ)

Защита линии с использованием дифференциального тока служит основным средством быстрого реагирования на любые типы коротких замыканий, воз-

никающих на линии. Эта система реализована в трехфазном трехлинейном варианте и подключена к трансформаторам тока, которые находятся на концах линии.

Защита работает корректно в случае короткого замыкания в пределах своей зоны действия.

При токе повреждения, превышающем начальный ток срабатывания и достигающем $40 \cdot I_{НОМ}$, полная погрешность высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме может достигать 10 %. Это происходит из-за их насыщения при эксплуатации на активную нагрузку.

При величине тока повреждения, превышающей ток срабатывания дифференциальной защиты, и достигающей $40 \cdot I_{НОМ}$, наблюдается полная погрешность высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме. Это происходит из-за их насыщения при эксплуатации на активную нагрузку, которая составляет до 50 %.

Трансформаторы тока защиты имеют коэффициенты трансформации:

На стороне НН – 200/5.

$$ka_j = \frac{\min(I_{ном.втор})}{I_{ном.втор,j}}; \quad (10.1)$$

где – $I_{ном.втор,j}$ номинальный вторичный ток j -го присоединения.

Для гарантии стабильной работы при высоких токах короткого замыкания в охраняемой зоне, в системе защиты предусмотрена дифференциальная отсечка с установленным током срабатывания ИОТС.

Реализована функция удаленного отключения ДифЗЛ с использованием виртуального сигнала «Вывод ДифЗЛ».

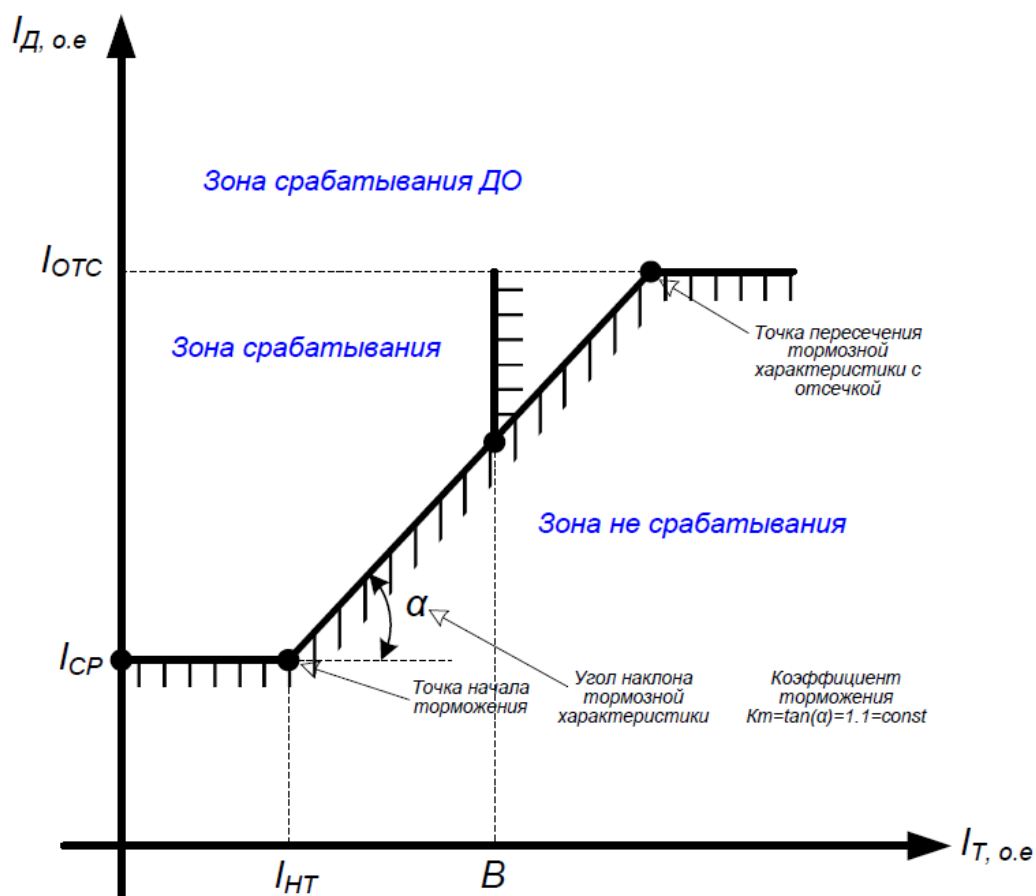


Рисунок 8.2 – Характеристика срабатывания ИО дифференциальной защиты

Таблица 8.2 – Параметрирование терминала

Наименование параметра	Уставка
Начальный дифференциальный ток срабатывания, А.	0,01
Коэффициент торможения регулируется в диапазоне	0,05
Коэффициент “В”- граница излома характеристики, А	0,1
Ток начального торможения, А	0,01
Ток срабатывания дифференциальной отсечки, А	0,1
Начальный дифференциальный ток срабатывания, А.	0,01
Коэффициент торможения регулируется в диапазоне	0,05
Коэффициент “В”- граница излома характеристики, А	0,1
Ток начального торможения, А	0,01
Ток срабатывания дифференциальной отсечки, А	0,1

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Основной защитой от междупазных коротких замыканий в сетях (6-35) кВ служит МТЗ для воздушных и кабельных линий [8].

Каждая ступень включает в себя набор измерительных устройств, которые связаны общей логикой работы. Каждый измерительный орган (ИО) системы МТЗ обладает своей собственной настраиваемой уставкой срабатывания и коэффициентом возврата, что обеспечивает их независимость.

В зависимости от того, какое состояние программных накладок выбрано (обратите внимание на таблицу 8.3), каждая ступень МТЗ может быть реализована как направленная, так и с комбинированным запуском по напряжению.

Таблица 8.3 – Программные накладки МТЗ

Имя	Название	Состояние
МТЗ-1_Авт_загр_уст	Автоматическое загрузление уставки	0 - не предусмотрено
МТЗ-1_Напр_при_Неисп_ТН	Действие направленной МТЗ-1 при неисправности ТН	1 - Авт. переключение на ненаправленную работу
МТЗ-1_Конт_напр	Контроль направленности МТЗ-1	1 - предусмотрен
МТЗ-1_Пуск_по_напр	Пуск по напряжению МТЗ-1	1 - предусмотрен
МТЗ-2_Напр_при_Неисп_ТН	Действие направленной МТЗ-2 при неисправности ТН	1 - Авт. переключение на ненаправленную работу
МТЗ-2_Конт_напр	Контроль направленности МТЗ-2	1 - предусмотрен
МТЗ-2_Пуск_по_напр	Пуск по напряжению МТЗ-2	1 - предусмотрен
МТЗ-3_Напр_при_Неисп_ТН	Действие направленной МТЗ-3 при неисправности ТН	1 - Авт. переключение на ненаправленную работу
МТЗ-3_Конт_напр	Контроль направленности МТЗ-3	1 - предусмотрен
МТЗ-3_Пуск_по_напр	Пуск по напряжению МТЗ-3	1 - предусмотрен

Приведем пример расчета уставок защит на участке РП 10 кВ Толстовка - ТП 33-8 ЦРМ.

Ток срабатывания МТЗ выбирается в амперах (первичных). Расчетная схема согласно методики приведена на рисунке 8.3.

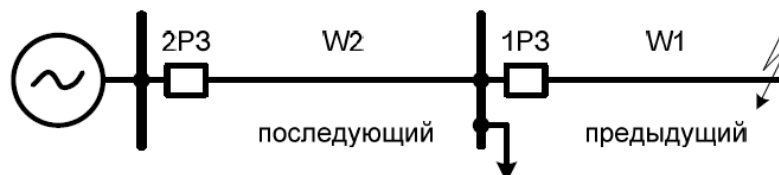


Рисунок 8.3 – Расчётная схема для выбора уставок релейной защиты (РЗ).

Расчет для комплекта защит, установленного на РП 10 кВ Толстовка.

Ток срабатывания МТЗ-1 (используется в качестве токовой отсечки) выбирается по условию отстройки от максимального трехфазного тока в конце линии, протекающего в месте установки защиты

$$I_{с.з.} \geq K_{отс} \cdot I_{КЗmax}; \quad (10.2)$$

$$I_{с.з.} \geq 1,2 \cdot 5400 = 6480 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность МТЗ-1 при КЗ в месте установки защиты:

$$K_u \geq 1,2;$$

$$K_u = \frac{6480}{5125} \geq 1,2;$$

$$K_u = 1,26 \geq 1,2.$$

Чувствительность обеспечивается.

Ток срабатывания МТЗ-2 (используется в качестве МТЗ первой ступени) выбирается по условию отстройки от максимального трехфазного тока в конце линии, протекающего в месте установки защиты

$$I_{с.з.} \geq \frac{K_n \cdot K_{сзн}}{K_v} \cdot I_{раб.макс}; \quad (10.3)$$

где K_n - коэффициент надежности несрабатывания защиты;

K_v - коэффициент возврата максимальных реле тока;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока;

$I_{раб.макс}$ за счет одновременного пуска всех тех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания.

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,95} \cdot 15,56 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность МТЗ-2 при КЗ в месте установки защиты:

$$K_u = \frac{I_{с.з.}}{I_{раб.мин}} \geq 1,2; \quad (10.4)$$

$$K_u = \frac{15,5}{9,15} \geq 1,6;$$

$$K_u = 1,6 \geq 1,2.$$

Чувствительность обеспечивается.

Ток срабатывания МТЗ-3 (используется в качестве МТЗ второй ступени

для дальнего резервирования) выбирается по условию отстройки от максимального трехфазного тока в конце линии, протекающего в месте КЗ на шинах дальнего элемента сети.

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,95} \cdot 5,76 = 7,33 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность МТЗ-3 (используется как дальнее резервирование) при КЗ в месте установки защиты:

$$K_u = \frac{I_{с.з.}}{I_{раб.мин}} \geq 1,2;$$

$$K_u = \frac{7,33}{4,16} \geq 1,7;$$

$$K_u = 1,7 \geq 1,2.$$

Чувствительность обеспечивается.

Параметры срабатывания приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Параметры защиты МТЗ

Имя	Название	Уставка в первичных значениях	Уставка во вторичных значениях (КТТ=200/5)
1	2	3	4
МТЗ-1_Сраб_I1	Регулируемая величина тока на срабатывание МТЗ-1	6480 А	162 А
МТЗ-2_Сраб_I1	Регулируемая величина тока на срабатывание МТЗ-2	15,56 А	0,39 А

Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4
МТЗ-3_Сраб_ I 1	Регулируемая величина тока на срабатывание МТЗ-2	7,33 А	0,18 А
МТЗ-1_Сраб_t1	Регулируемая выдержка времени на срабатывание МТЗ-1	0,0 с	0,0 с
МТЗ-2_Сраб_t1	Регулируемая выдержка времени на срабатывание МТЗ-2	0,5 с	0,5 с
МТЗ-3_Сраб_t1	Регулируемая выдержка времени на срабатывание МТЗ-3	1,0 с	1,0 с

9 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ 10 КВ И РП 10 КВ ТОЛСТОВКА

Для успешного осуществления реконструкции действующих производств и технического переоснащения необходимы материальные, человеческие и финансовые ресурсы. Все эти ресурсы, которые используются называются капитальными вложениями.

Оптимальное распределение и применение капитальных вложений играют решающую роль в успешной реализации процессов реконструкции и технического обновления производственных мощностей.

Для выполнения расчетов мы будем опираться на информацию, представленную в разделе 4 данной ВКР. Для удобства значения также продублированы в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Результаты расчета статических затрат 1 часть

Параметр	I вариант
ΣL_i , км	2,4
$K_{лэп}$, тыс.руб.	549,6
N_B , шт	11
K_B , тыс.руб.	55,3
$\Sigma k_i E_n$, тыс.руб.	62,00
ΣII_a , тыс.руб.	21,07
$\Sigma II_{обс}$, тыс.руб.	22,47
$\Sigma II_{пэл}$, тыс.руб.	6,78
$З_i$, тыс.руб.	709,87

9.1 Оценка экономической эффективности проекта

Анализ экономической эффективности проекта представляет собой процесс, в который входит исследование ресурсов, требуемых для реализации проекта и достижения запланированных результатов.

Задачи оценки эффективности проекта:

– Вычисление уровня реализуемости, определение в какой степени проект отвечает заданным критериям;

– Анализ целесообразности и прибыльности.

Простой срок окупаемости [9]:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\text{ П}}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\text{ П}}} (П_{чt} - I_{AMt}) \quad (9.1)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{ам_t}$ – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования)

Формула для расчета ЧДД выглядит следующим образом:

$$ЧДД = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t}; \quad (9.6)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

$E=0.5$ – норма дисконта.

В Приложении Б представлен детализированный расчет ЧДД, который является ключевым показателем для оценки инвестиционных проектов.

Результаты анализа ЧДД позволяют не только определить потенциальную прибыльность проекта, но и оценить его финансовую устойчивость. Если ЧДД положителен, то проект способен генерировать доход, превышающий затраты, и, следовательно, может быть целесообразным для реализации. В противном случае, если ЧДД отрицателен, это может указывать на то, что проект не оправдывает вложений и может привести к финансовым потерям.

Сводная таблица расчёта ЧДД представлена в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Расчёт ЧДД

Год	K_t , млн. руб.	O_{pt} , млн. руб.	$I_{\text{эксп.}t}$, млн. руб.	H_t , млн. руб.	Ξ_t , млн. руб.	$(1+E)^{-t}$	Ξ_d , млн. руб.	Ξ_{Σ} , млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2,052	5,46	0,95	1,41	1,048	0,91	0,95	-7,45
2	2,052	5,46	0,95	1,41	1,048	0,86	0,90	-6,55
3	2,052	5,46	0,95	1,41	1,048	0,82	0,86	-5,69
4	2,052	5,46	0,95	1,41	1,048	0,78	0,82	-4,87
5	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,75	2,33	-2,55
6	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,71	2,20	-0,35
7	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,68	2,11	1,76
8	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,65	2,02	3,78
9	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,61	1,89	5,67
10	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,59	1,83	7,50
11	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,56	1,74	9,23
12	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,53	1,64	10,88
13	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,51	1,58	12,46
14	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,48	1,49	13,95
15	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,46	1,43	15,37
16	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,44	1,36	16,74
17	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,42	1,30	18,04
18	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,4	1,24	19,28
19	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,38	1,18	20,46
20	0	5,46	0,95	1,41	3,1	0,36	1,12	21,57

На графике показан общий эффект от реализации проекта по реконструкции сетей электроснабжения села Толстовка с учетом временного фактора, что позволяет провести всесторонний анализ его финансовой целесообразности.

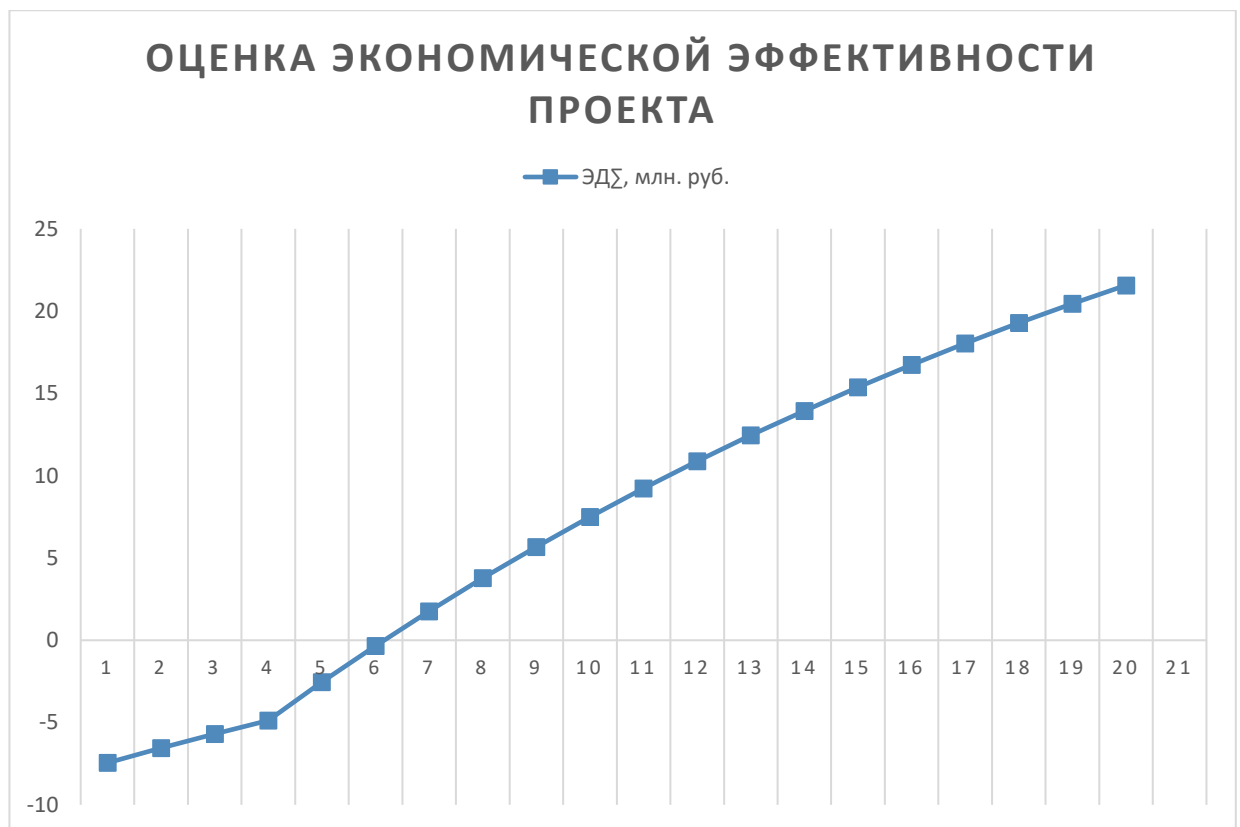


Рисунок 9.1 – Оценка экономической эффективности проекта

Финансовые затраты на осуществление проекта по реконструкции будут покрыты в течение 6-7 лет, что подтверждает его экономическую оправданность.

10.1 Безопасность

Работы по реконструкции проводятся в рамках функционирующего объекта и на специально выделенной территории.

В процессе выполнения строительных и прочих работ на территории организации, все подрядные организации должны находиться под постоянным контролем представителя филиала АО ДРСК «Амурские электрические сети».

Работы на действующей подстанции выполняются без прекращения электроснабжения для потребителей электроэнергии, в условиях функционирующего объекта электроэнергетики и при наличии наведенного напряжения. Для осуществления работ в действующей электроустановке подстанции необходимо временное отключение электропитания только на тех участках оборудования, которые будут переподключены после завершения установки нового оборудования.

Перед началом демонтажных работ на действующей подстанции необходимо изолировать зону, где будут проводиться эти работы, от оставшейся части подстанции, которая продолжает функционировать под напряжением. После этого осуществляется последовательный демонтаж оборудования, которое было отключено от электрической сети.

Выполнение земляных работ рядом с действующими инженерными коммуникациями и сооружениями осуществляется с применением временных креплений. Копка грунта осуществляется вручную в пределах защитной зоны с использованием методов, не создающих ударных нагрузок [15].

Заказчику и подрядчику следует в сотрудничестве с проектной организацией выполнить следующие действия:

- утвердить объемы, порядок выполнения технологий, а также сроки реализации строительно-монтажных мероприятий;
- установить последовательность управления в экстренных ситуациях, включая действия как строителей, так и специалистов по эксплуатации.

- подготовить список услуг клиента и его технических ресурсов, которые могут быть задействованы подрядчиками в процессе выполнения работ;

- установить требования для хранения грузов и перемещения строительной техники на территории компании, а также для расположения мобильных (инвентарных) зданий и конструкций.

С учетом того, что работы будут осуществляться на территории функционирующего объекта электроэнергетики, в проекте организации строительства запланированы определенные меры для обеспечения безопасности как пешеходов, так и транспортных средств [15]:

- установка пределов для вращения стрелы крана и определение границ рабочих и опасных территорий;

- устройство ограждения участков работ;

- организация ограждения зоны выполнения работ, предотвращающая доступ несанкционированных лиц и техники на данную территорию.

В процессе организации строительного производства необходимо гарантировать [15]:

- согласованное взаимодействие всех сторон, участвующих в реконструкции объекта, с координацией их действий генеральным подрядчиком;

- полное обеспечение материальными ресурсами в установленные сроки, соответствующие календарным планам и графикам выполнения работ, с учетом соблюдения технологической последовательности и обоснованного сочетания процессов;

- соблюдение правил охраны труда;

- соблюдение правил пожарной безопасности.

При перемещении груза с помощью крана необходимо обозначить границу опасной зоны на местности с помощью специальных знаков, информирующих о работе крана. Установка знаков должна учитывать видимость границы опасной зоны, и в ночное время они должны быть подсвечены. Знаки фиксируются на устойчивых стойках, чтобы избежать риска их падения при проходе людей и движении техники.

В районах, где существует риск для людей, на границе опасной зоны размещаются предупреждающие знаки о функционировании крана [16].

Работы по строительству и монтажу должны выполняться под строгим контролем ответственного лица, которое следит за безопасностью при использовании грузоподъемных механизмов. Это возможно только при наличии письменного разрешения от организации, владеющей линией, а также наряда-допуска на выполнение работ в зонах, где могут присутствовать опасные или вредные факторы. Данный наряд должен быть выдан непосредственно руководителю работ. Кроме того, необходимо получить наряд-допуск на использование грузоподъемных машин вблизи воздушных линий электропередачи, который должен быть оформлен на крановщика (оператора, машиниста).

Все операции на действующей подстанции должны осуществляться исключительно в присутствии представителей эксплуатации. Перед началом работ необходимо установить временное заземление и временное ограждение, а также выполнить все необходимые отключения или переключения. Проведение работ должно соответствовать инструкции, касающейся выполнения операций с повышенной опасностью [12].

Строительно-монтажные работы следует выполнять при участии специализированной компании, обладающей всеми необходимыми лицензиями, сертификатами и допусками.

Зона охраны, расположенная вдоль воздушной линии электропередачи, представляет собой воздушное пространство, находящееся над земной поверхностью. Она определяется двумя параллельными вертикальными плоскостями, которые отдалены от крайних проводов линии на определённое расстояние в горизонтальном направлении [12]:

– для ВЛ 1- 20 кВ – 10 м.

В случае, если снятие напряжения с воздушной линии электропередачи является обоснованно невозможным, допускается выполнение работ строительной техники в охранной зоне этой линии при соблюдении следующих условий [15]:

а) расстояние между подъемной или выдвижной частью строительного оборудования в любом положении и ближайшим проводом, который находится под напряжением воздушной линии электропередачи, должно соответствовать установленным нормам и составлять не менее требуемого значения;

б) Корпуса техники, за исключением гусеничных машин, заземляются с использованием переносного инвентарного заземления.

Для выполнения работ в областях, где действуют опасные производственные факторы, не связанные с характером проводимых работ, требуется оформление наряда-допуска [15].

Наряд-допуск предоставляется непосредственному руководителю работ, такому как мастер или бригадир, уполномоченным на это приказом руководителя организации. Прежде чем начать выполнение работ, руководитель обязан провести ознакомление работников с мерами безопасности, касающимися производственного процесса, и зафиксировать инструктаж в наряде-допуске.

В процессе выполнения работ в охранной зоне электрических линий или в пределах установленных разрывов, согласно правилам охраны высоковольтных сетей, наряд-допуск может быть выдан исключительно при наличии разрешения от организации, которая управляет данной линией электропередачи [12].

Выполнение работ с использованием грузоподъемных механизмов на расстоянии менее 30 метров от их подъемной выдвижной части в любом положении, а также от груза до вертикальной плоскости, которая образуется проекцией на землю ближайшего провода воздушной линии электропередачи, осуществляется только по нарядам-допускам, которые устанавливают безопасные условия для проведения данных работ [15].

Использование грузоподъемных машин вблизи линий электропередач должно осуществляться под строгим контролем ответственного лица, которое отвечает за безопасность выполнения работ. Это лицо должно указать крановщику место, где будет установлена грузоподъемная машина, а также зафиксиро-

вать в вахтенном журнале разрешение на проведение работ. Запись должна содержать фразу: «Установку крана в указанном мною месте проверил. Работу разрешаю», а также подпись и дату.

Выдача наряда-допуска, а также внесение соответствующей отметки в путевой лист для работы стрелового крана в охранной зоне линий электропередач или на расстоянии менее 30 метров от их крайних проводов осуществляется вне зависимости от наличия на кране сигнализирующего устройства, которое предупреждает о потенциальной опасности приближения стрелы к проводам под напряжением, а также независимо от наличия системы, отключающей механизмы крана при таком опасном приближении [15].

При движении по маршрутам, расположенным под линиями электропередач, находящимися под напряжением, все подъемные или выдвижные элементы грузоподъемных механизмов обязаны быть зафиксированы в транспортном положении. Проезд автомобилей и грузоподъемных устройств вне установленных дорог под проводами ЛЭП необходимо осуществлять в зонах с минимальным провисанием проводов, то есть поблизости от опор. Грузоподъемные машины, превышающие высоту 4,5 метра, могут проезжать под ЛЭП исключительно в специально отведенных для этого местах.

Скрытые работы должны проходить проверку с оформлением актов в соответствии с установленными нормами, касающимися содержания и порядка оформления исполнительной документации при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства. Также необходимо учитывать требования, предъявляемые к актам проверки работ, конструкций и участков инженерных сетей.

Процесс проверки скрытых работ и оформление акта необходимо осуществлять непосредственно перед началом последующих работ, особенно если они планируются после перерыва. Важно помнить, что продолжение работ не допускается без наличия актов освидетельствования ранее выполненных скрытых работ в любых ситуациях [16].

Акты, фиксирующие скрытые работы, создаются для конструктивных элементов, которые будут закрыты последующими этапами (например, армирование, сварка соединений и так далее). Запись о выполнении скрытых работ может вестись в журнале работ, а по завершении всех работ оформляется акт [16].

Работы по электромонтажу осуществляются лишь после завершения приемки строительных элементов.

10.1.1 Подготовительные работы.

Этап подготовки включает в себя выполнение ряда задач, которые охватывают следующие моменты:

- проведение проверки на предмет наличия взрывоопасных объектов на всей территории строительного участка в соответствии с письмом Главного управления МЧС России по Амурской области;
- организация доступа к территории строительного городка и строительной площадки вне её в течение всего периода возведения.
- удаление (снос) деревьев и кустарников;
- установка временного ограждения для защиты и охраны периметра строительной площадки и зоны размещения ВЗиС;
- устройство территории расположения ВЗиС;
- организация временного проезда на время выполнения строительных работ на территории объекта.
- устройство временного электроснабжения;
- установка цистерны с водой;
- выполнение мер пожарной безопасности;
- устройство площадки для сбора строительного мусора;
- создание геодезической разбивочной основы;
- организация усиленной охраны;
- устройство связи на период строительства;
- временные сооружения для заходов ЛЭП.

Прежде чем приступить к строительным работам на площадке, работодатель и руководство организации, должны подготовить и подписать акт-допуска, который разрешает выполнение работ на данной территории [12].

В процессе осуществления строительных работ на площадках действующих производственных объектов, работодатель несет ответственность за то, чтобы все привлеченные им по договорам юридические и физические лица соответствовали требованиям градостроительного законодательства Российской Федерации и принимали участие в строительном производственном процессе.

Работодатель обязан:

- создать план реализации совместных мероприятий, направленных на обеспечение безопасных условий труда, который будет обязательным для всех участников строительного процесса на этой территории;
- обеспечивать доступ работников строительной сферы на производственные площадки в соответствии с нормами охраны труда в строительной отрасли;
- организовывать выполнение комплексных мероприятий по охране труда и координировать действия всех участников строительного процесса, направленные на реализацию мер, гарантирующих безопасность выполнения работ, в соответствии с актом-допуском и планом графика совместных работ.

Завершение предварительных работ на строительном объекте должно быть зафиксировано в акте, подтверждающем выполнение мер по охране труда.

В рамках проектной организации строительства был создан генеральный план для возведения объекта [17].

На строй-генплане указаны:

- здания и сооружения, которые находятся на стадии проектирования, а также наружные сети, которые также разрабатываются.
- существующая окружающая застройка;
- места размещения временных зданий и сооружений;
- точки подключения временных инженерных сетей;
- место установки кранов;
- временные проезды;

- места размещения строительного мусора;
- места складирования материалов и изделий;
- опасные зоны при работе кранов.

10.1.2 Электромонтажные работы

При планировании и выполнении электромонтажных работ, а также наладке электротехнических систем необходимо учитывать предписания СНиП, государственных стандартов, технических условий и правил, касающихся устройства электроустановок [17].

Монтаж и настройка электротехнических устройств должны выполняться в соответствии с рабочими чертежами основных комплектов документации [25].

На начальном этапе выполнения электромонтажных работ для зданий и сооружений осуществляются такие виды деятельности [25]:

- установка опорных конструкций, предназначенных для размещения электрооборудования, а также для укладки кабелей и проводов;
- монтаж труб и кабель-каналов для кабелей;
- укладка кабелей для скрытой электропроводки перед проведением штукатурных и отделочных мероприятий;
- монтаж наружных кабельных сетей и сетей заземления.

На втором этапе процесса выполнения электромонтажных работ осуществляются следующие действия:

- монтаж электрооборудования;
- прокладка кабелей и проводов;
- присоединение проводов и кабелей к контактам электрических устройств.

В помещениях, работы, относящиеся ко второй стадии, должны проводиться только после того, как будут завершены все общестроительные и отделочные мероприятия [25].

Индивидуальные испытания электрооборудования стартуют с момента, когда заказчик вводит эксплуатационный режим для конкретной электроустановки. Это происходит на основании уведомления, предоставленного пусконаладочной и электромонтажной организациями [25].

Во время установки электротехнических систем необходимо вести специализированные журналы, фиксирующие ход электромонтажных работ. По завершении этих работ организация, занимающаяся электромонтажом, должна предоставить генеральному подрядчику всю документацию, требуемую для проверки рабочей комиссии.

В процессе выполнения электромонтажных работ необходимо использовать наборы специализированных инструментов, соответствующие конкретным видам этих работ.

В процессе выполнения работ электромонтажная компания обязана соблюдать нормы ГОСТ и правила пожарной безопасности, касающиеся строительных и монтажных работ [25].

10.1.3 Пусконаладочные работы

Пусконаладочные работы состоят из следующих этапов [25]:

- предпусковой;
- поузловое опробование;
- комплексное опробование.

Перед началом запуска необходимо обеспечить выполнение следующих условий [25]:

- основное и аварийное освещение смонтировано;
- оборудование смонтировано;
- контрольно-измерительные приборы установлены;
- электромонтажные работы закончены;
- средства связи подключены;
- соблюдены нормы безопасности труда и требования по пожарной безопасности.

Предпусковые работы включают в себя [25]:

- осуществление проверки завершенности всех строительных и монтажных процессов, которые могут препятствовать выполнению пусковых операций и испытаний оборудования в условиях нагрузки;

- проверку всех приборов на предмет опломбирования;

- проверка внутренних пространств устройств и резервуаров, а также подготовка и очистка всех систем связи;

- оформление журнала, посвященного пусковым работам.

Комплексное опробование включает в себя [25]:

- осуществление проверки взаимодействия оборудования как в режиме холостого хода, так и в рабочем состоянии для обнаружения неисправностей, мешающих стабильной и эффективной эксплуатации.

- разработку мероприятий по устранению этих дефектов.

Комплексное опробование осуществляется Генеральным подрядчиком в сотрудничестве с Заказчиком, а также с участием служб, отвечающих за контроль строительства и эксплуатацию объектов.

10.1.4Выполнение работ в зимних условиях

При подготовке к зимним работам необходимо [17]:

- провести ремонт и подготовительные работы в жилых помещениях сотрудников к зимнему сезону;

- подготовить необходимое количество утепляющих материалов для фундамента и основания, а также инструменты и оборудование для выполнения работ в зимний период;

- организовать отвод воды с территории строительной площадки, включая временные здания и конструкции;

- спланировать территорию участка застройки;

- убрать с территории строительного объекта все отходы, случайные скопления земли, а также ненужные материалы и конструкции.

- провести ремонт как постоянных, так и временных дорог, расположенных внутри и вне площадки;

– установить недостающие трубопроводы и утеплить уже существующие для водоснабжения и канализации;

– подготовить зимнюю рабочую одежду, нужные инструменты и оборудование;

Так же необходимо убедиться, что в актуальных рабочих проектах содержится информация от проектных организаций о необходимости пересмотра этих документов для выполнения работ в зимний период. Если такой информации нет, следует связаться с проектной организацией для её получения.

Проезды, проходы, складские зоны и рабочие места должны поддерживаться в порядке и не быть переполненными. Также необходимо регулярно убирать снег и лед, а в зимний период посыпать песком.

10.1.4 Нормы безопасности, касающиеся выполнения погрузочно-разгрузочных и транспортных операций.

Оборудование для строительства, транспортные средства, производственные машины, механизмы, инструменты и ручные устройства обязаны соответствовать нормам государственных стандартов в области охраны труда. Эксплуатация перечисленных средств механизации не допускается без наличия предусмотренных конструкцией защитных ограждений, блокировок, сигнализационных систем и других средств коллективной защиты работников.

Использование строительной техники должно проводиться в соответствии с предписаниями действующих нормативных актов [15].

Все строительные машины, механизмы, оборудование и инструменты, которые используются в процессе строительства, обязаны иметь паспорта, сертификаты и пройти техническое освидетельствование. На территории, где ведутся работы, необходимо обеспечить наличие копий данных документов. Кроме того, подъемные машины должны быть зарегистрированы в Управлении по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора и получить соответствующее разрешение на эксплуатацию.

Уклоны площадок, предназначенных для установки кранов, как в поперечном, так и в продольном направлении, не должны превышать предельные значения, указанные в руководстве по монтажу и эксплуатации для конкретных моделей кранов, включая те, у которых стрела минимальной длины или удлинена с помощью вставок или выдвижения. Для подъездных путей максимальный продольный уклон должен составлять не более $0,09^\circ$. Ширина проезжей части подъездных путей должна составлять минимум 4 метра (для кранов с грузоподъемностью свыше 40 тонн - не менее 4,5 метра; для кранов свыше 100 тонн - не менее 6 метров), а ширина обочин должна быть не менее 0,75 метра. Поверхность как площадок, так и подъездных путей должна быть ровной, без каких-либо впадин, волн или бугров. Допустимый просвет под рейкой длиной 3 метра в продольном и поперечном направлениях не должен превышать 30-50 мм.

Необходимо осуществлять проверку прочности основы площадок и путей с использованием современных методов, включая ускоренное зондирование [15].

В течение установленного срока эксплуатации краны обязаны проходить регулярные проверки технического состояния [15]:

а) частичное – не реже одного раза в 12 мес.;

б) полное – не реже одного раза в три года, за исключением кранов, которые используются редко (например, краны, предназначенные для обслуживания машинных залов, электрических и насосных станций, компрессорных установок, а также другие краны, применяемые исключительно при ремонте оборудования).

Грузоподъемные краны, которые используются нечасто, обязаны проходить полное техническое освидетельствование как минимум один раз в пять лет. Классификация кранов как редко используемых осуществляется владельцем в сотрудничестве с органами государственного горного надзора.

Когда кран прибывает на объект, его владелец или подрядчик, осуществляющий работы, обязан зарегистрировать его на временной основе в органах государственного горного надзора, в зоне действия которых будут выполняться работы. Также необходимо получить разрешение на эксплуатацию крана. Для

этого должны быть представлены документы, которые описывают порядок проведения технического обслуживания и ремонтов, проект работ с использованием кранов, а также приказы о назначении ответственных лиц и обслуживающего персонала.

Для обеспечения контроля за безопасным использованием кранов, собственник обязан назначить инженерно-технический персонал, который прошел обучение и подтвердил свои знания правил безопасной эксплуатации, а также должностных инструкций для ответственных работников и производственных инструкций для обслуживающего состава.

Водитель автомобиля может получить возможность управлять краном после прохождения обучения по специальной программе для крановщиков и успешной аттестации квалификационной комиссией [15].

Перед тем как занять должность, крановщики и их ассистенты обязаны пройти обучение и аттестацию в соответствии с требованиями, установленными стандартами ГОСТ. Обучение может осуществляться по укороченной программе, которая должна быть согласована с государственными органами по надзору за горной техникой.

Использование грузоподъемных механизмов и прочих средств механизации, находящихся под контролем Ростехнадзора, должно осуществляться с соблюдением норм и правил, установленных данным органом.

Механические средства, которые были недавно куплены, арендованы или прошли капитальный ремонт и не находятся под контролем государственных надзорных органов, могут быть введены в эксплуатацию только после их проверки и испытаний, проводимых ответственным за их использование лицом [15].

Автомобили, транспортные средства, оборудование для производства и иные механические устройства должны эксплуатироваться согласно их назначению и в условиях, определённых производителем.

Юридические лица или индивидуальные предприниматели, использующие автомобили, транспортные средства, оборудование для производства и иные механизированные средства, обязаны поддерживать их в исправном состоянии. Это

можно сделать как самостоятельно, так и с помощью компаний, специализирующихся на данном направлении.

Список неисправностей, при наличии которых эксплуатация механизированных средств не допускается, определяется документацией, предоставленной производителем данных средств.

Обслуживание и ремонт автомобилей, механизмов и прочих средств механизации необходимо проводить исключительно после полной остановки и отключения двигателя (привода). Это позволит избежать случайного запуска двигателя и непреднамеренного движения машины или её компонентов. Также требуется сбросить давление в гидравлических и пневматических системах, за исключением тех ситуаций, которые разрешены эксплуатационной и ремонтной документацией.

В процессе технического обслуживания и ремонта автомобилей и других транспортных средств, которые могут перемещаться под действием своей массы, необходимо обеспечить их фиксацию механическим способом или установить на опору. Это делается для предотвращения случайного перемещения этих единиц.

В процессе технического обслуживания электромеханических устройств необходимо предпринять меры, предотвращающие возможность случайного появления напряжения, в соответствии с нормами охраны труда, касающимися эксплуатации электроустановок у потребителей.

Места, где осуществляется техническое обслуживание и текущий ремонт автомобилей, машин, производственного оборудования и других механизированных средств, должны быть оснащены набором исправных инструментов, приспособлений, инвентаря, средств для подъёма грузов и оборудованием для тушения пожаров.

Запрещается оставлять автомобили, транспортные средства и иные механизированные устройства с включённым двигателем без присмотра.

Запуск, активация и эксплуатация автомобилей, механизмов, производственного оборудования и других механизированных средств должны осуществляться исключительно тем человеком, которому они доверены, и который обладает соответствующим удостоверением на управление данным оборудованием.

При эксплуатации машин и транспортных средств в соответствии с требованиями, изложенными в эксплуатационной документации, необходимо следить за тем, чтобы уровни шума, вибрации, запыленности и загазованности на рабочем месте водителя или машиниста, а также в зоне их работы, не превышали установленные нормы. Кроме того, уровень освещения должен соответствовать минимальным значениям, определенным действующими стандартами.

Работы по погрузке и разгрузке необходимо осуществлять с использованием механических средств, таких как подъемные машины и механизмы [15].

Работы по погрузке и разгрузке следует осуществлять исключительно в тех зонах, которые указаны в проекте выполнения работ.

Работы по погрузке и разгрузке, в которых задействованы краны, должны осуществляться под контролем квалифицированного специалиста, ответственного за безопасность выполнения таких операций. Работник должен пройти необходимое обучение и быть допущенным к выполнению данных работ.

Лицо, отвечающее за организацию погрузочно-разгрузочных работ, должно удостовериться в исправности всех грузоподъемных механизмов, транспортного оборудования, вспомогательных средств, подмостей и другого инвентаря, предназначенного для погрузки и разгрузки. Кроме того, ему необходимо объяснить сотрудникам их роли, порядок выполнения операций, значение подаваемых сигналов, а также характеристики материалов, которые будут загружаться или выгружаться.

В процессе эксплуатации грузозахватного оборудования, такого как стропы, торцевые захваты, мягкие монтажные полотна и траверсы, необходимо осуществлять технический осмотр. За исправность этих средств отвечает назначенное приказом руководство предприятия. Периодичность проведения осмотров определяется в соответствии с требованиями ГОСТ. Все результаты

плановых проверок должны быть задокументированы в журнале осмотров грузозахватных устройств.

Чтобы гарантировать безопасность при транспортировке, транспортное средство обязано иметь исправные сигнальные устройства.

Автомобильное движение на территории предприятия, а также на площадках для погрузки и разгрузки и подъездных путях к ним должно контролироваться стандартными дорожными знаками и указателями.

Возможно оснащение транспортных средств приборами, контролирующими режим труда и отдыха водителей (тахографами) при организации перевозок как пассажиров, так и грузов.

Работодатель обязан обеспечивать обучение, квалификацию и проведение предрейсового медицинского обследования для водителей [17].

Водители бензовозов обязаны, помимо стандартных документов, обладать разрешением на выполнение работ с повышенной опасностью. К ним выдвигаются повышенные требования, касающиеся возраста, трудового стажа, регулярности прохождения инструктажей по охране труда, а также соблюдения режима рабочего времени и периодов отдыха.

Если возникает необходимость в ручном подъеме и перемещении грузов, необходимо следовать требованиям, установленным действующим законодательством.

Зоны, предназначенные для погрузки и разгрузки, должны быть организованы с учетом направления стока дождевых вод, а также их размеры и тип покрытия должны соответствовать проекту выполнения работ. В необходимых местах следует разместить указатели с надписями: «Въезд», «Выезд», «Разворот» и другие.

Эти территории необходимо поддерживать в аккуратном состоянии, избегая их захламливания и беспорядка.

Механизмы для подъёма грузов и устройства для захвата грузов, используемые в процессе погрузки и разгрузки, обязаны соответствовать установленным государственным стандартам или специфическим техническим условиям.

На территориях, где осуществляется погрузка и разгрузка, а также в областях, где функционируют подъемные механизмы, запрещено находиться лицам, не связанным с данными процессами. Запрещается также присутствие людей и движение транспортных средств в районах, где существует риск обрушения или падения грузов.

На руках у стропальщиков и крановщиков должны находиться графические схемы, демонстрирующие методы строповки и зацепки, а также список основных грузов, которые подлежат перемещению, с указанием их веса. Эти материалы также следует разместить в рабочих зонах [12].

При выполнении строповки грузов необходимо использовать инвентарные стропы либо специализированные устройства для захвата грузов. Методы строповки должны быть такими, чтобы предотвратить риск падения или скольжения застропованного объекта.

Грузы, размещаемые на транспортных средствах, должны быть установлены так, чтобы сохранять стабильность как во время перевозки, так и при их выгрузке.

Во время проведения операций по погрузке и разгрузке запрещается осуществлять строповку грузов, которые находятся в неустойчивом состоянии, а также перемещать стропы на поднятом грузе.

При погрузке автомобилей необходимо помнить, что высота загружаемого груза не должна превышать допустимые размеры проездов под мостами, переходами и в тоннелях.

При погрузке и выгрузке грузов запрещается [12]:

- находиться под стрелой с поднятым и перемещаемым грузом;
- поправлять стропы, на которых поднят груз.

Для обеспечения движения техники необходимо выполнить вертикальную планировку проезжей части.

При взаимодействии с коммуникациями других организаций необходимо предварительно согласовать маршруты передвижения техники с их владельцами.

Схема транспортировки и путь передвижения техники должны быть частью мероприятий, направленных на защиту МНПП.

Необходимо обозначить на местности маршрут передвижения техники, места для разгрузки и хранения материалов, а также пересечения с инженерными коммуникациями. Эти данные должны быть отражены на ситуационном плане рабочего участка и в схеме движения техники.

10.2 Экологичность

В процессе строительства и реконструкции подстанций, распределительных пунктов следует установить уровень шума в самой близкой точке на границе территории, соседствующей с подстанцией, который создается источниками шума (ТМ), и оценить, соответствует ли он установленным нормам.

Согласно санитарно-гигиеническим нормам, в случае превышения допустимого уровня шума следует разработать меры для его снижения.

Список источников шума, оказывающего влияние в процессе эксплуатации, представлен в таблице 10.1 [1].

Таблица 10.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой масляный ТМ-160/10/0,4	2	ИШ №1-2	62,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора уровень звуковой мощности составляет (при $S_{\text{ном}} = 160 \text{ кВА}$, $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$) [1]:

$$L_{PA} = 62 \text{ дБА};$$

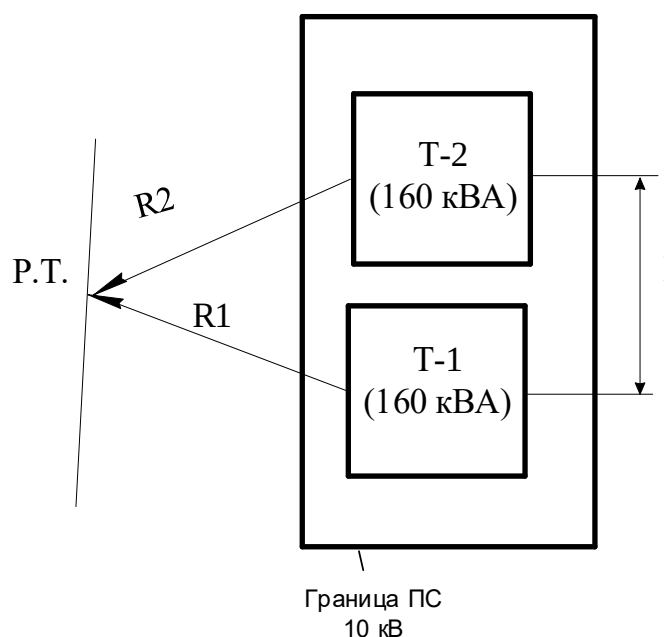


Рисунок 10.1 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

1) Т.к. расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WAS} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{WAI}}; \quad (10.1)$$

$$L_{WAS} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot 62} = 65,01 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

L_{WAI} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) На границе жилых районов уровень шума должен соответствовать установленным нормам. В этом случае минимальное расстояние от шумовых источников на производственной территории до границы соседней зоны должно составлять:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{WAS} - D_{Y_{LA}})}}{2\pi}}; \quad (10.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (65,01 - 50)}}{2\pi}} = 2,25 \text{ м.}$$

Применение принципа «защита расстоянием» дает возможность определить необходимую санитарно-защитную зону (СЗЗ) в отношении шума. На основе выполненных расчетов, минимальное расстояние от шумовых источников на подстанции до границы соседней территории должно быть не менее 2,25 метра, чтобы обеспечить выполнение действующих норм.

10.2 Решения и мероприятия по охране окружающей среды.

Цель мероприятий заключается в снижении вредного влияния на природу в ходе строительства объекта.

Регулярная доставка строительного мусора на специально отведённые полигоны по мере его накопления является критерием для обеспечения чистоты и порядка на территориях, а также для защиты окружающей среды от загрязнений.

Для обеспечения необходимого уровня защиты экологии используются разнообразные меры по охране природы и инженерные решения. Эти меры призваны снизить негативное влияние на окружающую среду и способствовать ее устойчивому состоянию. Комплексный подход охватывает технологические, организационные и управленческие элементы, которые обеспечивают рациональное использование природных ресурсов и поддержание экологического равновесия.

Грамотное распределение производственных объектов на земельном участке, играет ключевую роль в организации производственных процессов. Правильное проектирование размещения различных инфраструктурных элементов на данной территории способствует оптимизации логистических потоков, увеличению производительности и снижению расходов.

Чтобы уменьшить пылевое загрязнение в условиях сухой и жаркой погоды, важно периодически поливать временные дороги водой. Кроме того, следует накрывать кузова самосвалов, которые перевозят грунт, брезентовыми материалами, тщательно зафиксированными по краям транспортных средств [32].

Следует выделить специальные зоны для парковки и заправки машин горюче-смазочными материалами, чтобы исключить возможность разливов и загрязнения земель. В случае случайного пролива масла или топлива необходимо оперативно ликвидировать последствия, тщательно очищая пораженные участки. Важно строго придерживаться норм и правил обращения с горюче-смазочными материалами, чтобы минимизировать негативное воздействие на природу.

Процесс очищения колес автомобилей при выезде с площадки строительных работ представляет собой меру, направленную на предотвращение распространения грязи и загрязняющих веществ за пределами строительного объекта. Эта процедура помогает поддерживать чистоту окружающих дорог и территорий.

Отходы, возникающие в сфере жилищно-коммунального хозяйства и строительства, собираются в специальные герметичные металлические контейнеры. Когда эти емкости достигают максимального объема, они подлежат утилизации специализированной лицензированной организацией в соответствии с подписанными договорами.

Соблюдение строгих экологических стандартов и детальная проработка технических решений дают возможность устанавливать электротехническое оборудование, не нанося серьезного ущерба природе.

10.3 Чрезвычайная ситуация

При проведении строительных и монтажных работ необходимо строго придерживаться норм и требований, касающихся противопожарной безопасности. Все правила, касающиеся защиты от пожаров, должны быть выполнены без исключений на протяжении всего процесса выполнения строительно-монтажных мероприятий [31].

Когда технологическое оборудование передается на обслуживание, модернизацию или установку сторонней компании, ответственность за соблюдение противопожарных норм на территориях, где осуществляются данные работы, остается на руководстве организации-владельца. Это правило применимо, за исключением случаев, когда вся территория объекта полностью передается подрядчику для выполнения реконструкции. В такой ситуации ответственность за пожарную безопасность переходит к подрядной организации. Несмотря на масштаб выполняемых работ, предприятие-заказчик сохраняет общий контроль над состоянием противопожарной безопасности на участках, где проводятся ремонтные, монтажные или другие виды работ.

На энергетических объектах соблюдение противопожарных норм является обязательным для всех работников подрядных, ремонтных, строительных и наладочных организаций. Эти требования должны выполняться без исключений, и в случае их нарушения руководители соответствующих компаний несут индивидуальную ответственность.

Гарантия противопожарной безопасности на строительных и ремонтных площадках, а также в процессе выполнения монтажных и наладочных работ, представляет собой общую ответственность как руководства энергетической компании (или её подразделения), так и фирмы, выполняющей эти задачи.

Руководство энергетической компании совместно с подрядной организацией обязаны согласовать и реализовать ряд мероприятий, направленных на предотвращение пожаров и быстрое реагирование на ситуации, требующие неотложных действий [31].

Материалы, представляющие опасность возгорания, например, ветошь, пропитанная маслом, а также опилки и стружки, следует хранить в прочных металлических контейнерах, размещенных в специально отведенных для этого безопасных зонах. Также необходимо обеспечить свободный доступ к выходам для эвакуации, которые должны быть ясно обозначены соответствующими знаками.

Для гарантии пожарной безопасности в процессе производственной деятельности, а также для защиты временных конструкций и оборудования, ответственность за выполнение установленных норм возлагается на уполномоченных работников, таких как мастер, прораб и руководитель участка.

На всех производственных и вспомогательных территориях необходимо разместить визуальные материалы, которые содержат сведения о мерах противопожарной безопасности. Эти инструкции, предупреждающие знаки и плакаты должны учитывать характер выполняемых работ, особенности использования помещений, правила работы с противопожарным оборудованием, а также последовательность действий в случае пожара и необходимости эвакуации сотрудников [31].

На территории строительного объекта разрешено курить только в специально отведённых местах, которые обозначены табличками с надписью «Место для курения» [31].

На участках производства, где находятся легковоспламеняющиеся вещества, такие как клеи, мастики, краски и растворители, строго запрещено проводить любые огневые работы или иные мероприятия, которые могут привести к образованию искр.

Запрещается размещение в кабине строительных машин любых горючих веществ, включая бензин и керосин, а также материалов, способных к взрыву.

Уровень топлива в баке следует измерять только с использованием специализированной мерной рейки. Запрещается применять любые источники открытого огня, такие как сигареты, спички и керосиновые лампы, во время заправки или при проведении контрольной проверки. Если произойдет возгорание топлива, необходимо незамедлительно использовать огнетушитель или засыпать

пламя песком или землей. Кроме того, можно накрыть место возгорания плотной тканью, например, брезентом или войлоком.

При работе с металлическими контейнерами, в которых находятся горючие и смазочные жидкости, необходимо проявлять повышенную внимательность. Использование металлических предметов для открытия или закрытия крышки строго запрещено [31].

Использованные тряпки, пропитанные маслами, и ветошь следует складывать в герметичные металлические емкости. После окончания рабочего дня эти контейнеры необходимо вывезти из помещения для последующей утилизации на специализированном полигоне для твердых бытовых отходов [31].

Нельзя допускать утечки топлива или смазочных жидкостей. Если такие ситуации возникают после заправки, следует немедленно ликвидировать разлив, аккуратно убрав пролитые горючие вещества и масла.

Все автомобили должны быть оборудованы средствами для тушения пожаров, а в местах, где осуществляется парковка транспортных средств, следует устанавливать контейнеры с песком, которые могут быть использованы в экстренных ситуациях при возникновении огня.

На территории строительного объекта необходимо установить информационные таблички, которые будут содержать важные сведения о проекте, застройщике, подрядных организациях, а также о лицах, отвечающих за выполнение работ и их сроках. Эти данные должны быть доступны для всех, кто посещает строительную площадку. Рекомендуется разместить информационные щиты на въезде на объект, чтобы они были хорошо заметны. На таких табличках должно быть указано название проекта, имена и фамилии представителей организаций-участников (застройщика, подрядчика, генподрядчика), их должности и контактные номера телефонов, а также информация о представителе государственного строительного надзора или местной администрации, который осуществляет контроль за ходом строительства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе все цели, обозначенные во введении, были успешно выполнены.

На основе анализа информации, приведенной в ВКР, была разработана электрическая сеть на напряжение 0,4 кВ и 10 кВ, которая учитывает современные тенденции в электроэнергетике.

В ходе реконструкции сети 10 кВ были предложены несколько конкурентоспособных решений, из которых было выбрано наиболее оптимальное, соответствующее актуальным потребностям в электроснабжении села Толстовка. По итогам технико-экономического анализа был утверждён первый вариант, что способствовало повышению надёжности электроснабжения в данном районе.

На подстанции ТП 10/0,4 кВ и распределительной подстанции 10 кВ в села Толстовка был проведен расчет токов короткого замыкания. Этап позволил определить максимальные значения токов КЗ, которые в дальнейшем использовались для выбора и проверки первичного оборудования. Так же на основании полученных данных были выбраны устройства защиты и автоматики, которые соответствуют современным требованиям и стандартам, действующим в области электроэнергетики. Это включает в себя такие параметры, как быстродействие, надежность.

Особое внимание было уделено выбору оборудования от отечественных производителей и компаний. Все выбранные устройства и аппараты прошли необходимые испытания и сертификацию.

В результате проведенной работы в ВКР, подстанции в селе Толстовка будут оснащены современным оборудованием, что обеспечит стабильное и безопасное электроснабжение для жителей и предприятий села.

В дальнейшем была осуществлена финансовая оценка проекта, что позволило определить предварительный срок окупаемости, по предварительным расчетам, срок составляет примерно 6-7 лет.

Так же в рамках выпускной квалификационной работы был проведен комплексный анализ критериев безопасности и экологичности, связанных с выполнением работ по реконструкции распределительной сети и распределительной подстанции 10 кВ села Толстовка. Особое внимание уделялось соблюдению необходимых нормативно-технических требований, касающихся безопасного осуществления деятельности в данной области. Рассмотрены потенциальные риски, связанные с работой оборудования, а также возможные последствия для окружающей среды.

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы, конечной целью явилось обеспечение стабильного и надежного электроснабжения села Толстовка.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014.
2. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые общие технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970>. (Дата обращения: 15.04.2025);
3. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (Дата обращения: 15.04.2025);
4. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (Дата обращения: 27.03.2025);
5. ГОСТ Р 52726-2007. Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200051507> (Дата обращения: 28.03.2025);
6. ГОСТ Р 55195-2012. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200103684> (Дата обращения: 29.03.2025);
7. Козлов, А.Н. Микропроцессорные средства управления [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника". Ч.1: Построение основных функций цифровых релейных защит / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 54 с.
8. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясодедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та,

2017. – 160с.

9. Липсиц, И. В. Инвестиционный анализ. Подготовка и оценка инвестиций в реальные активы: Учебник / И.В. Липсиц, В.В. Коссов. – Москва: НИЦ ИНФРА-М, 2013 – 320 с.

10. Письмо Минстроя России от 07.03.2025 № 13023-ИФ/09 «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства на I квартал 2025 года, в том числе величине индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, индексов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.minstroyrf.gov.ru/docs/362778/> (Дата обращения: 05.04.2025)

11. Правила устройства электроустановок. Издание 7. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.elec.ru/library/direction/pue_7.pdf (Дата обращения: 15.04.2025)

12. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372952/ (Дата обращения: 22.04.2025);

13. Приказ Минэнерго России от 30.06.2020 № 508 «об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_365864/ (Дата обращения: 22.04.2025);

14. Приказ Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/420285270> (Дата обращения: 12.04.2025);

15. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (в ред. Приказа Ростехнадзора от 22.01.2024 N 16) от 26 ноября 2020 г. N 461 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения"» [Электронный ресурс]. —. Режим доступа:

<https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=475870>

(Дата обращения: 22.04.2025);

16. Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства российской федерации от 16 мая 2023 г. N 344/пр «Об утверждении состава и порядка ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства» [Электронный ресурс]. —. Режим доступа:

<https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=449846>

(Дата обращения: 22.04.2025);

17. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 декабря 2020 г. N 883н «Об утверждении правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте» [Электронный ресурс]. —. Режим доступа:

<https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=379887>

(Дата обращения: 22.04.2025);

18. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс]. —. Режим доступа:

<https://docs.cntd.ru/document/351621634> (Дата обращения: 12.04.2025);

19. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс]. —. Режим доступа: <https://www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf> (Дата обращения: 07.04.2025);

20. РД-91.020.00-КТН-259-10. Нормы и правила проектирования заземляющих устройств [Электронный ресурс]. —. Режим доступа:

https://portal.tpu.ru/SHARED/k/KR_NAS_SH/Ycheb_metod/Tab9/ПД-91.200.00-КТН-175-13%20Проектировани.pdf (Дата обращения: 16.04.2025);

21. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf

22. Сборник «Укрупненные нормативы цены строительства. Сборник № 12. Наружные электрические сети» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://k-css.ru/f/ntss-81_02_12_2023_naruzhnye-elektricheskie-seti.pdf (Дата обращения: 14.04.2025);

23. СП 131.13330.2018 Строительная климатология. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/554402860> (Дата обращения: 14.04.2025);

24. СП 76.13330.2016. «Электротехнические устройства. Electrical systems» Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85. Дата введения 2017-06-17 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/456050591> (Дата обращения: 17.04.2025);

25. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 ФСК ЕЭС (НТП ПС) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.hydropower.ru/lib/detail.php?list_id=55&element_id=8495 (Дата обращения: 13.04.2025);

26. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.hydropower.ru/lib/detail.php?list_id=55&element_id=8495 (Дата обращения: 18.04.2025);

27. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. типовые решения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://energeteek.ru/images/users_images/ntd/ntd_331/СТО_56947007-

29.240.30.010-2008_Схемы_принципиальные_электрические_РУ_ПС_35-750_кВ._Типовые_решения.pdf (Дата обращения: 15.04.2025);

28. Трансформатор масляный ТМ 160/10(6) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://transformator.me/catalog/transformatory-maslyanye-tm-10-6-kv/tm-630-10-6/?utm_source=yandex&utm_medium=cpc&utm_campaign=y_poisk_transformatory&utm_content=---autotargeting%7Cch_yandex_direct%7Csrct_search%7Csrc_none%7Cdev_desktop%7Csc:45889601%7Ccb:8002491224%7Ck:47613635436%7Ca:no%7Ct:premium%7Cp:1&yclid=17953142615740252159 (Дата обращения: 15.04.2025);

29. Управление государственного регулирования цен и тарифов Амурской области приказ от 21 июля 2023 года N 64-пр/т об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Амурской области на 2025 год. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/406760370> (Дата обращения: 16.04.2025);

30. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. -376 с.

31. Федеральный закон "О пожарной безопасности" от 21.12.1994 N 69-ФЗ (последняя редакция) с изм., внесенными Федеральным законом от 27.12.2000 N 150-ФЗ, Определением Конституционного Суда РФ от 09.04.2002 N 82-О) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5438/ (Дата обращения: 09.05.2025);

32. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция) с изм., внесенными Постановлениями Конституционного Суда РФ от 05.03.2013 N 5-П, от 30.05.2023 N 27-П) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/ (Дата обращения: 09.05.2025).

33. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : ЭНАС, 2001. – 154 с. – Режим доступа: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/b28/4294817179.pdf> (Дата обращения 15.04.2025)

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчет параметров сети

Таблица А1 – Параметры узлов RastrWin3

Тип	Но- мер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд
База	1	РП 10 кВ Тол- стовка	10	0,00	0,00	2,90	0,95	10,50
Нагр	2	Ф1. оп2	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	3	ТП 33-8	10	0,11	0,04	0,00	0,00	0,00
Нагр	4	Ф1. оп7	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	5	ТП 33-2	10	0,16	0,06	0,00	0,00	0,00
Нагр	6	ТП 33-12	10	0,18	0,07	0,00	0,00	0,00
Нагр	8	ТП33-3	10	0,49	0,22	0,00	0,00	0,00
Нагр	10	ТП33-9	10	0,19	0,09	0,00	0,00	0,00
Нагр	12	ТП33-11	10	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00
Нагр	13	ТП33-15	10	0,08	0,05	0,00	0,00	0,00
Нагр	15	ТП33-13	10	0,10	0,04	0,00	0,00	0,00
Нагр	17	ТП33-14	10	0,10	0,04	0,00	0,00	0,00
Нагр	19	ТП33-6	10	0,08	0,03	0,00	0,00	0,00
Нагр	21	ТП33-10	10	0,05	0,02	0,00	0,00	0,00
Нагр	23	ТП33-4 .	10	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	25	ТП33-5	10	0,19	0,07	0,00	0,00	0,00
Нагр	27	ТП33-7	10	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Нагр	29	ТП33-1	10	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица А2 – Токи в ветвях RastrWin3

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон
1	2	3	4	5
1	3	РП 10 кВ Толстовка - ТП 33-8 160	12,22	12,22
3	5	ТП 33-8 160 - ТП 33-2 160	5,76	5,76
5	6	ТП 33-2 160 - ТП 33-12 160	3,57	3,57
6	1	ТП 33-12 160 - РП 10 кВ Толстовка	14,40	14,40
1	8	РП 10 кВ Толстовка - ТП33-3 400	33,23	33,23
8	10	ТП33-3 400 - ТП33-9 200	3,88	3,88
10	12	ТП33-9 200 - ТП33-11 100	7,81	7,81
12	13	ТП33-11 100 - ТП33-15 100	13,51	13,51
13	1	ТП33-15 100 - РП 10 кВ Толстовка	18,74	18,74
1	15	РП 10 кВ Толстовка - ТП33-13 100	45,32	45,32

1	2	3	4	5
15	19	ТП33-13 100 - ТП33-6 100	29,72	29,72
19	23	ТП33-6 100 - ТП33-4 25	15,08	15,08
23	21	ТП33-4 25 - ТП33-10 63	5,61	5,61
25	2	ТП33-5 200 - Ф1. оп2	16,37	16,37
2	17	Ф1. оп2 - ТП33-14 100	36,94	36,94
17	1	ТП33-14 100 - РП 10 кВ Толстовка	44,96	44,96
2	4	Ф1. оп2 - Ф1. оп7	5,62	5,62
4	29	Ф1. оп7 - ТП33-1 25	0,54	0,54
4	27	Ф1. оп7 - ТП33-7 25	0,83	0,83
21	25	ТП33-10 63 - ТП33-5 200	2,48	2,48

Таблица А3 – Расчет параметров линий для определения токов КЗ

Название ветви	Хс	Длина	R ₀	X ₀	R	X	X _{сумм}
1	2	3	4	5	6	7	8
РП 10 кВ Толстовка - ТП 33-8 160	0.289	0,05	0,72	0,299	0,04	0,01	2,34
ТП 33-8 160 - ТП 33-2 160	0.289	0,17	0,72	0,299	0,12	0,05	2,64
ТП 33-2 160 - ТП 33-12 160	0.289	0,06	0,72	0,299	0,04	0,02	2,69
ТП 33-12 160 - РП 10 кВ Толстовка	0.289	0,19	0,72	0,299	0,14	0,06	2,59
РП 10 кВ Толстовка - ТП33-3 400	0.289	0,11	0,72	0,299	0,08	0,03	2,45
ТП33-3 400 - ТП33-9 200	0.289	0,18	0,72	0,299	0,13	0,05	2,76
ТП33-9 200 - ТП33-11 100	0.289	0,27	0,72	0,299	0,19	0,08	3,24
ТП33-11 100 - ТП33-15 100	0.289	0,08	0,72	0,299	0,06	0,02	3,45
ТП33-15 100 - РП 10 кВ Толстовка	0.289	0,6	0,72	0,299	0,43	0,18	3,31
РП 10 кВ Толстовка - ТП33-13 100	0.289	0,16	0,72	0,299	0,12	0,05	2,53
ТП33-13 100 - ТП33-6 100	0.289	0,4	0,72	0,299	0,29	0,12	3,24
ТП33-6 100 - ТП33-4 25	0.289	0,4	0,72	0,299	0,29	0,12	3,95
ТП33-4 25 - ТП33-10 63	0.289	0,1	0,72	0,299	0,07	0,03	4,12
ТП33-5 200 - Ф1. оп2	0.289	0,17	0,72	0,299	0,12	0,05	6,08
Ф1. оп2 - ТП33-14 100	0.289	1,3	0,72	0,299	0,94	0,39	4,85
ТП33-14 100 - РП 10 кВ Толстовка	0.289	0,6	0,72	0,299	0,43	0,18	3,31
Ф1. оп2 - Ф1. оп7	0.289	1,7	0,72	0,299	1,22	0,51	8,91

Продолжение таблицы А3

1	2	3	4	5	6	7	8
Ф1. оп7 - ТП33-1 25	0.289	0,03	0,72	0,299	0,02	0,01	8,66
Ф1. оп7 - ТП33-7 25	0.289	0,03	0,72	0,299	0,02	0,01	6,42
ТП33-10 63 - ТП33-5 200	0.289	0,17	0,72	0,299	0,12	0,05	8,91

Таблица А4 – Результаты расчета токов к.з. для точки К2 (шины НН ТП) в сети 0,4 кВ, при КЗ через дугу

№ТП	Мощность	Система	Трансформатор		Автоматический выключатель		R _{кз} , МОм	R _д , МОм	I _{по(3)} , кА	i _{уд(3)} , кА	I _{по(1)} , кА	i _{уд(1)} , кА
		x, МОм	r, МОм	x, МОм	r, МОм	x, МОм						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
33-12	160	0,469	4,35	10,2	0,13	0,07	0,1	15	8,98	10,77	7,77	9,33
33-2	160		4,35	10,2	0,13	0,07	0,1	15	9,29	11,15	8,05	9,66
33-8	160		4,35	10,2	0,13	0,07	0,1	15	9,44	11,25	8,17	9,87
33-13	100		22,7	40,5	0,13	0,07	0,1	15	3,17	3,79	2,79	3,37
33-14	100		22,7	40,5	0,13	0,07	0,1	15	3,14	3,77	2,72	3,27
33-6	100		22,7	40,5	0,13	0,07	0,1	15	3,14	3,77	2,72	3,27
33-10	63		37	70,5	0,13	0,07	0,1	15	1,96	2,35	1,70	2,04
33-4	25		110	150	0,13	0,07	0,1	15	0,85	1,03	0,74	0,89
33-5	200		6,7	15,6	0,13	0,07	0,1	15	7,08	8,50	6,13	7,36
33-1	25		110	150	0,13	0,07	0,1	15	0,85	1,03	0,74	0,89
33-7	25		110	150	0,13	0,07	0,1	15	0,85	1,03	0,74	0,89
33-3	400		3,7	10,6	0,13	0,07	0,1	15	9,39	11,27	8,13	9,76
33-9	200		6,7	15,6	0,13	0,07	0,1	15	7,08	8,50	6,13	7,36
33-11	100		22,7	40,5	0,13	0,07	0,5	10	3,14	3,77	2,72	3,27
33-15	100		22,7	40,5	0,13	0,07	0,5	10	3,12	3,7	2,72	3,27

Таблица А5 – Результаты расчета токов к.з. для точки К4.1, К4.2 и К4.3 в сети 0,4 кВ

Номер фидера 10 кВ	Номер ТП 10 кВ	Точка КЗ	Іпо(3), кА	іуд(3), кА	Іпо(1), кА	іуд(1), кА
1	2		5	6	7	8
Ф-1	33-12	К4.1	8,96	10,66	5,18	6,16
		К4.2	8,93	10,62	5,16	6,14
		К4.3	8,95	10,65	5,17	6,15
	33-2	К4.1	8,93	10,63	5,16	6,14
		К4.2	8,91	10,60	5,15	6,13
		К4.3	8,96	10,66	5,18	6,16
	33-8	К4.1	8,96	10,67	5,18	6,17
		К4.2	8,94	10,63	5,17	6,15
		К4.3	8,91	10,61	5,15	6,13
Ф-7	33-13	К4.1	3,10	3,69	1,79	2,13
		К4.2	3,10	3,69	1,79	2,13
		К4.3	3,10	3,69	1,79	2,13
	33-14	К4.1	3,10	3,69	1,79	2,13
		К4.2	3,09	3,67	1,78	2,12
		К4.3	3,09	3,68	1,79	2,13
	33-6	К4.1	3,10	3,68	1,79	2,13
		К4.2	3,10	3,68	1,79	2,13
		К4.3	3,10	3,69	1,79	2,13
	33-10	К4.1	1,94	2,31	1,12	1,34
		К4.2	1,95	2,31	1,12	1,34
		К4.3	1,94	2,31	1,12	1,34
Ф-7	33-4	К4.1	0,85	1,01	0,49	0,59
		К4.2	0,85	1,01	0,49	0,59
		К4.3	0,85	1,01	0,49	0,59
	33-5	К4.1	7,07	8,42	4,09	4,86
		К4.2	7,08	8,42	4,09	4,87
		К4.3	7,06	8,40	4,08	4,86

Продолжение таблицы А5

1	2	3	4	5	6	7
7	33-1	K4.1	0,85	1,01	0,49	0,59
		K4.2	0,85	1,01	0,49	0,59
		K4.3	0,85	1,01	0,49	0,59
	33-7	K4.1	0,85	1,01	0,49	0,59
		K4.2	0,85	1,01	0,49	0,59
		K4.3	0,85	1,01	0,49	0,58
Φ-8	33-3	K4.1	9,28	11,04	5,36	6,38
		K4.2	9,31	11,07	5,38	6,40
		K4.3	9,31	11,07	5,38	6,40
	33-9	K4.1	7,05	8,39	4,07	4,85
		K4.2	7,06	8,40	4,08	4,85
		K4.3	7,07	8,42	4,09	4,87
	33-11	K4.1	3,10	3,69	1,79	2,13
		K4.2	3,10	3,69	1,79	2,13
		K4.3	3,10	3,69	1,79	2,13
	33-15	K4.1	3,10	3,69	1,79	2,13
		K4.2	3,10	3,69	1,79	2,13
		K4.3	3,10	3,69	1,79	2,13

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Выбор оборудования и экономический анализ

Таблица Б1 – Сводные данные по оборудованию ТП 10 кВ

Номер ТП 10 кВ	Высоковольт- ный предо- хранитель	Тип разъ- единителя	ОПН на высокой стороне	ОПН на низкой стороне	Но- мер фи- дера	Расчет- ный ток, А	Автоматиче- ские выклю- чатели	Рубиль- ник
1	2	3	4	5	6	7	8	9
33-12	ПКТ-101-10- 10	РЛНД- 10/200	ОПН-П1- 10/12,7/10/0,5	ОПН-П- 0,4/0,4/5/300	1	213,39	A3720Б	P32
					2	51,83	A3720Б	P32
					3	144,73	A3720Б	P32
33-2	ПКТ-101-10- 10	РЛНД- 10/200	ОПН-П1- 10/12,7/10/0,5	ОПН-П- 0,4/0,4/5/300	1	62,60	A3720Б	P32
					2	231,95	A3720Б	P32
					3	58,56	A3720Б	P32
33-8	ПКТ-101-10- 10	РЛНД- 10/200	ОПН-П1- 10/12,7/10/0,5	ОПН-П- 0,4/0,4/5/300	1	74,48	A3720Б	P32
					2	126,56	A3720Б	P32
					3	43,65	A3720Б	P32
33-13	ПКТ-101-10-6	РЛНД- 10/200	ОПН-П1- 10/12,7/10/0,5	ОПН-П- 0,4/0,4/5/300	1	54,75	A3720Б	P32
					2	103,89	A3720Б	P32
					3	68,98	A3720Б	P32
33-14	ПКТ-101-10-6	РЛНД- 10/200	ОПН-П1- 10/12,7/10/0,5	ОПН-П- 0,4/0,4/5/300	1	48,14	A3720Б	P32
					2	86,63	A3720Б	P32
					3	84,03	A3720Б	P32

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33-6	ПКТ-101-10-6	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	75,42	А3720Б	Р32
					2	64,10	А3720Б	Р32
					3	50,65	А3720Б	Р32
33-10	ПКТ-101-10-10	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	47,36	А3720Б	Р32
					2	40,26	А3720Б	Р32
					3	31,80	А3720Б	Р32
33-4	ПКТ-101-10-16	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	30,86	А3720Б	Р32
					2	21,84	А3720Б	Р32
					3	9,17	А3720Б	Р32
33-5	ПКТ-101-10-16	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	159,98	А3720Б	Р32
					2	136,64	А3720Б	Р32
					3	120,67	А3720Б	Р32
33-1	ПКТ-101-10-6	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	14,97	А3720Б	Р32
					2	2,51	А3720Б	Р32
					3	2,71	А3720Б	Р32
33-7	ПКТ-101-10-6	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	20,84	А3720Б	Р32
					2	2,09	А3720Б	Р32
					3	8,34	А3720Б	Р32

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33-3	ПКТ-101-10-16	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	314,83	A3796	P32
					2	412,43	A3796	P32
					3	387,66	A3796	P32
33-9	ПКТ-101-10-16	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	58,40	A3720Б	P32
					2	181,39	A3720Б	P32
					3	198,98	A3720Б	P32
33-11	ПКТ-101-10-6	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	87,14	A3720Б	P32
					2	74,07	A3720Б	P32
					3	58,51	A3720Б	P32
33-15	ПКТ-101-10-6	РЛНД-10/200	ОПН-П1-10/12,7/10/0,5	ОПН-П-0,4/0,4/5/300	1	159,98	A3720Б	P32
					2	136,64	A3720Б	P32
					3	120,67	A3720Б	P32

Экономический анализ

$$k_{\text{зон.АМ}} := 1.7$$

+

$$k_{\text{инф.АМ}} := 6.8$$

Капитальные вложения

Распределительные устройства

$$K_{\text{ру.сумм}} := 709.87 = 709.87$$

$$K_{\text{ру.сумм.инф}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{ру.сумм}} = 8.206097 \times 10^3$$

Капитальные вложения в п.с.

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{ру.сумм.инф}} = 8.206097 \times 10^3 \quad \text{тысруб}$$

$$K_{\text{пс.млн}} := \frac{K_{\text{пс}}}{1000} = 8.206 \quad \text{млнруб} \quad \frac{K_{\text{пс.млн}}}{4} = 2.052$$

Амортизационные издержки

$$I_{\text{ам.пс}} := 21.0 \quad \text{тысруб}$$

$$I_{\text{ам.пс.млн}} := \frac{I_{\text{ам.пс}}}{1000} = 0.021 \text{млнруб}$$

Стоимость потерь электрорезергии

$$\Delta W_{\text{тр}} := 80 \quad C_W := 3.51$$

$$I_W := \Delta W_{\text{тр}} \cdot C_W = 280.8 \quad \text{тысруб}$$

$$I_{W.\text{млн}} := \frac{I_W}{1000} = 0.281 \quad \text{млнруб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию

$$a_{\text{пс}} := 0.032$$

$$I_{\text{эсп}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{пс}} = 9.486 \times 10^4 \quad \text{тысруб}$$

$$I_{\text{эсп.млн}} := \frac{I_{\text{эсп}}}{10000} = 9.486 \quad \text{млнруб}$$

$$P_{\text{эффективная}} := 1800 \quad \text{кВт} \quad C_W := 3.51 \quad \text{руб. за кВт}$$

$$T := 360 \cdot 24 = 8.64 \times 10^3 \quad \text{часов}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W := P_{\text{эффективная}} \cdot T = 3.11 \times 10^6 \quad \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{\text{млн}} := \frac{W}{1000} = 3.11 \times 10^3 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$O_{\text{pt}} := W \cdot C_W = 1.092 \times 10^7 \quad \text{руб (за год)}$$

$$O_{\text{pt.млн}} := \frac{O_{\text{pt}}}{1000000} = 10.918 \quad \text{млнруб (за год)}$$

Определим окупаемость проекта

$$T_{\text{окуп}} := \frac{K_{\text{пс.млн}}}{O_{\text{pt.млн}}} = 0.752 \quad \text{года}$$

Срок инвестиционных вложений 4 года, определяем прибыль от реализации

$$\Pi_{\text{ct}} := O_{\text{pt.млн}} - I_{\text{эксп.млн}} - I_{\text{ам.пс.млн}} = 1.41 \quad \text{млнруб}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_t := 0.24 \Pi_{\text{ct}} = 0.338 \quad \text{млнруб}$$

Прибыль от реализации

$$\Pi_{\text{чт}} := \Pi_{\text{ct}} - H_t = 1.072 \quad \text{млнруб}$$

Простой срок окупаемости

$$T_{\text{ок.п}} := \frac{K_{\text{пс.млн}}}{\Pi_{\text{чт}}} = 7.656 \quad \text{лет}$$

Расчет ЧДД

