

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Хакасский технический институт – филиал ФГАО ВО  
«Сибирский федеральный университет»

Институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

А.С. Торопов

подпись    инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

«Перевод жилых домов частного сектора на электроотопление в X жилом  
районе г. Абакана в границах улиц: Аскизская-Никольская»

тема

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

доцент, к.э.н.

должность, ученая степень

Н.В. Дулесова

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.П. Сидоркин

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия



Студенту Сидоркину Андрею Павловичу

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ХЭн 19–01 (19-1) Направление (специальность) 13.03.02

(код)

«Электроэнергетика и электротехника»

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Перевод жилых домов частного сектора на электроотопление в X жилом районе г. Абакана в границах улиц: Аскизская–Никольская.

Утверждена приказом по институту № 286 от 17.05.23г.

Руководитель ВКР

Н.В. Дулесова, доцент кафедры «ЭМиАТ», к.э.н.

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: Генеральный план X жилого района в границах улиц: Аскизская-Никльская

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

1 Характеристика объекта

2 Обоснование схемы перевода

3 Реконструкция схемы электроснабжения в связи с переходом на электроотопление

4 Расчёт схемы распределительной сети 0,4 кВ после перевода

5 Расчет схемы распределительной сети 10 кВ после перевода

6 Расчёт током короткого замыкания

7 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения.

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части:

1. Генеральный план схемы электроснабжения

2. Однолинейная схема

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

(подпись)

Н.В. Дулесова

(инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

(подпись)

А.П. Сидоркин

(инициалы и фамилия)

«15» марта 2023г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Перевод жилых домов частного сектора на электроотопление в X жилом районе г. Абакана в границах улиц: Аскизская-Никольская» содержит 59 страниц текстового документа, 4 рисунка, 29 таблиц, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, АБОНЕНТ, НАПРЯЖЕНИЕ, ЛИНИЯ, ЭЛЕКТРОБОРУДОВАНИЕ.

Объект расчёта – система электроснабжения X района г. Абакана.

Предметом исследования – перевод жилых домов на электроотопление и установка новых ТП с целью перераспределения нагрузок.

К основным вопросам перевода дачного массива относятся: архитектурно – планировочная организация, выбор оборудования, учёт особенностей специфики быта и удобств проживания населения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирования схемы электроснабжения электрической сети части жилого района в связи с переводом домов на электроотопление. Для достижения данной цели, в работе был проведен анализ существующей схемы электроснабжения на предмет загрузки элементов системы электроснабжения; разработан новый вариант схемы электроснабжения электрической сети, выбрано конструктивное исполнение линий и трансформаторных подстанций.

В процессе работы были рассчитаны нагрузки на переведённые на электроотопление абоненты и спроектирована новая схема электроснабжения. Для данных объектов были проведены расчеты электрической нагрузки и выбраны элементы системы электроснабжения. При этом принимаемые проектные решения должны соответствовать современному технологическому уровню.

## **ABSTRACT**

The graduation thesis on "Converting private residential homes to electric heating in X residential area within the boundaries of Askizskaya-Nikolskaya streets in Abakan" contains a 59-page text document, 4 drawings, 29 tables, 25 cited sources, and 3 graphic materials.

RECONSTRUCTION, ELECTRIC SUPPLY, SUBSCRIBER, VOLTAGE, LINE, ELECTRICAL EQUIPMENT are some of the keywords discussed in the paper.

The object of the calculation is the electrical supply system of the X residential area in Abakan.

The subject of the research is converting residential homes to electric heating and installing new transformer stations to redistribute loads.

Key issues related to converting the suburban area include architectural-planning organization, equipment selection, and accounting for the specifics of the population's lifestyle and living convenience.

The aim of this graduation thesis is to design the electrical supply system of the residential area in connection with converting homes to electric heating.

The paper analyzes the existing electrical supply system and develops a new electrical supply system, taking into account the load on its elements. The line and transformer stations' design is also chosen. The paper calculates the loads on the converted subscribers and designs a new electrical supply system with elements that meet modern technological standards.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Характеристика объекта.....	8
1.1 Место расположения, климатические условия.....	8
1.2 Анализ современного состояния территории.....	9
1.3 Перспективный план развития городских электрических сетей.....	10
1.4 Нормативно-правовые акты, стандарты.....	11
2 Обоснование схемы перевода.....	13
2.1 Анализ существующей схемы электроснабжения системы электроснабжения.....	15
2.2 Мероприятия необходимые для перевода.....	20
3 Реконструкция схемы электроснабжения в связи с переходом на электроотопление.....	22
3.1 Расчёт схемы распределительной сети 0,4 кВ после перевода.....	22
3.2 Расчет электрической нагрузки жилого сектора после перевода на электроотопление.....	25
3.3 Проверка загрузки трансформаторов на ТП и выбор дополнительных подстанций.....	31
3.4 Определение потерь напряжения в ТП 10/0,4 кВ.....	33
3.5 Определение потерь энергии в ТП 10/0,4 кВ.....	35
4 Расчёт схемы распределительной сети 0,4 кВ после перевода .....	39
5 Расчет схемы распределительной сети 10 кВ после перевода .....	47
5.1 Выбор оборудования на напряжения сети 10 кВ .....	47
5.2 Выбор оборудования на напряжения сети до 1 кВ .....	48
6 Расчет токов короткого замыкания в сети .....	49
6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ .....	49
6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1 кВ .....	51
7 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников.....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	59

## ВВЕДЕНИЕ

К электрическим сетям сельскохозяйственного назначения принято относить сети напряжением 0,4–110 кВ, от которых снабжаются электроэнергией преимущественно (более 50 % расчетной нагрузки) сельскохозяйственные потребители (включая производственные нужды, мелиорацию, коммунально-бытовые потребности и культурное обслуживание). Основной особенностью электроснабжения сельскохозяйственных потребителей является необходимость охвата сетями большой территории с малыми плотностями нагрузок.

Целью данной работы является решение вопросов проектирования схемы электроснабжения. Необходимость проектирования связана с ростом электрической нагрузки в связи переводом на электроотопление жилого сектора.

В процессе выполнения работы были решены следующие задачи:

- обоснование реконструкции существующей схемы электроснабжения;
- проверка загрузки по мощности существующих трансформаторных подстанций;
- проектирование новых трансформаторных подстанций и расчет их загрузки;
- расчет схемы распределительной сети 10 кВ;
- расчет проводов и выбор сечения проводников;
- выбор оборудования в сети 0,4 и 10 кВ;
- расчет токов короткого замыкания;
- анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников.

## **1 Характеристика объекта**

### **1.1 Место расположения, климатические условия**

#### *Место расположения*

Город Абакан расположен в южной части Сибири, на реке Абакан. Эта река является левым притоком реки Енисей. Абакан находится на расстоянии около 480 км к юго-западу от Красноярска, на самом юге Хакасии, граничащей на юге и востоке с Республикой Тыва.

Ландшафт, в котором расположен город Абакан, характеризуется горами, холмами, реками и озерами. Несмотря на своё расположение в северной части центральной Сибири, ландшафт в этом регионе довольно разнообразен. Города Хакасии расположены в окружении лесов и гор, изрезанных глубокими реками и озерами. Климат здесь континентальный, с довольно крутыми перепадами температур в течение года.

Абакан окружен горными хребтами, которые входят в систему Саянских гор. Территория города расположена на уровне от 250 до 450 метров над уровнем моря. Город находится рядом с густонаселенной территорией, что обеспечивает ему развитые транспортные связи.

#### *Климат*

Климат города Абакан является континентальным, с высокой влажностью воздуха и значительными перепадами температур в течение года. Зимы в Абакане холодные и снежные, а лета теплые и довольно влажные. Осадки в городе распределены неравномерно, большая часть выпадает в летний период - с мая по сентябрь.

Средние температуры в городе Абакан зависят сезонных изменений, но колебания не так значительны, как в других регионах. Зимой температура может опускаться до  $-25^{\circ}\text{C}$ , а летом может подниматься до  $+25^{\circ}\text{C}$ .

Среднегодовые показатели климата Абакана:

- Средняя годовая температура воздуха:  $+2.4^{\circ}\text{C}$

- Средняя температура зимой: -17 °С
- Средняя температура летом: +19 °С
- Средняя годовая влажность: 72%
- Среднегодовые осадки: 603 мм

Основной фактор, который влияет на погоду в Абакане, - это расположение города в зоне столкновения воздушных масс сухого континента и влажного Тихоокеанского региона. Летние периоды, когда возникают термические циклоны, могут привести к проливным дождям и наводнениям.

## **1.2 Анализ современного состояния территории**

Анализ современного состояния 10-го жилого района города Абакана показал, что:

- Район имеет развитую инфраструктуру, транспортную доступность и наличие общественных объектов, таких как школы, сады, магазины и амбулатории.

- Однако существует проблема отопления в частных домах. Основное отопление осуществляется с помощью печей и каминов, что представляет опасность для здоровья людей в связи с выделением угарного газа. Необходимо обратить внимание на замену устаревших отопительных систем на современные, более безопасные и экологически чистые.

- Загрязнение воздуха в районе также является проблемой, так как на территории района находятся организации, которые производят выбросы вредных веществ в атмосферу. Это может привести к заболеваниям дыхательной системы и повышенному риску сердечно-сосудистых заболеваний у жителей района.

- Благоустройство территории в 10-м жилом районе является на удовлетворительном уровне. Однако, необходимо обратить внимание на расширение зеленых насаждений и проведение комплексных мер по улучшению экологической ситуации.

- В районе существует проблема несоблюдения правил сортировки мусора и несанкционированного выброса твердых отходов, что снижает комфортность жизни жителей района и влияет на экологическую обстановку.

По результатам анализа можно сделать вывод о необходимости совершенствования и модернизации системы отопления частных домов в 10-м жилом районе. Также, для уменьшения загрязнения воздуха необходимо более строго контролировать производственные предприятия, совершенствовать меры по обеспечению экологической безопасности и проводить мероприятия по улучшению благоустройства территории. Дополнительно необходимо проводить меры по сбору и утилизации твердых отходов, а также популяризировать правильную сортировку мусора среди жителей района.

### **1.3 Перспективный план развития городских электрических сетей**

Перспективный план развития городских электрических сетей в рамках перехода жилых домов частного сектора города Абакана на электроотопление должен включать следующие мероприятия:

1. Проведение анализа потребности в электроэнергии для перехода жилых домов на электроотопление, определение потенциальных потребителей.

2. Расширение электрической сети на перспективных территориях города, включая новые жилые зоны и установку дополнительных проводов.

3. Разработка новых тарифов на электрическую энергию для разных категорий пользователей, учёт особенностей их потребления.

4. Обновление и усовершенствование оборудования электрических сетей для обеспечения возможности перевода жилого сектора на электроотопление.

5. Создание программ обучения жителей частного сектора использованию электрических систем отопления и помощи им в переходе на новую технологию.

6. Продвижение электроотопления как экологически чистой технологии исходя из снижения вредных выбросов.

7. Создание инфраструктуры подключения жилых домов к электрическим сетям, привлечение инвестиций в финансирование проекта.

Выполнение всех этих мероприятий с помощью государственной и коммерческой поддержки способствует росту потребления электроэнергии и способствует развитию городской электрической сети в Абакане. Переход на электроотопление также способствует сокращению общего объема угля, газа и нефти, используемых для обогрева домов, что делает Абакан более экологически чистым городом.

#### **1.4 Нормативно-правовые акты, стандарты**

В целях организации мероприятий, способствующих снижению общего объема выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на территории Республики Хакасия и улучшению качества атмосферного воздуха на территории Республики Хакасия, Президиум Правительства Республики Хакасия принял постановление от 11 августа 2022 г. №147-п [11], в данном нормативном акте установлены следующие цели:

1. Внедрить на территории Республики Хакасия пилотный проект по переводу частных домовладений с печного отопления на электрическое отопление (далее - пилотный проект).

2. Определить муниципальные образования город Абакан, Подсинский сельсовет, Белоярский сельсовет, Изыхский сельсовет Алтайского района территориями для реализации пилотного проекта.

3. Утвердить прилагаемые Параметры пилотного проекта по переводу частных домовладений с печного отопления на электрическое отопление (далее - параметры пилотного проекта).

4. Установить, что пилотный проект реализуется в рамках мероприятий муниципальных программ, проектов, предусматривающих осуществление мероприятий по охране окружающей среды в границах муниципальных образований Республики Хакасия и софинансируемых из республиканского

бюджета Республики Хакасия в соответствии с Порядком предоставления и распределения субсидий на реализацию мероприятий по охране окружающей среды, приведенным в приложении 9 к текстовой части государственной программы Республики Хакасия «Охрана окружающей среды, воспроизводство и использование природных ресурсов в Республике Хакасия», утвержденной постановлением Правительства Республики Хакасия от № 623 [21].

5. Установить, что в рамках пилотного проекта реализуются следующие мероприятия:

1) строительство, реконструкция объектов электросетевого хозяйства, находящихся в муниципальной собственности, необходимых для перевода частных домовладений на электрическое отопление;

2) возмещение энергосбытовым организациям, присоединившимся к реализации пилотного проекта, параметры которого утверждены настоящим постановлением, на территории соответствующего муниципального образования Республики Хакасия части размера платежа за электроэнергию, потребляемую в частных домовладениях, переводимых на электрическое отопление, порядок уплаты которой на период реализации пилотного проекта присоединившимися потребителями электрической энергии изменен в соответствии с параметрами пилотного проекта (далее - недополученные доходы).

## 2 Обоснование схемы перевода

В последнее время, уровень загрязнения воздуха в Абакане стал одной из основных проблем города. Проблема загрязнения воздуха в Абакане связана с различными источниками, такими как выбросы промышленных предприятий, автомобильный транспорт и отопление, в том числе и печное отопление в частном секторе.

Печное отопление в Абакане в частном секторе - это один из основных источников загрязнения воздуха. Многие жители города используют собственные печи для отопления домов, так как это более доступный и дешевый вариант отопления, чем центральное отопление. Однако, за счет сжигания древесных отходов и угля, печное отопление выбрасывает в атмосферу большое количество вредных веществ, включая диоксид углерода, оксиды азота, сернистый ангидрид, твердые частицы (PM10) и другие загрязняющие вещества.

Последствия загрязнения воздуха в Абакане включают рост заболеваемости дыхательных органов, аллергических реакций и других заболеваний, вызванных повышенным содержанием в атмосфере вредных веществ. Кроме того, загрязнение воздуха может оказывать вредное воздействие на окружающую экосистему, в том числе на растительный и животный мир.

Для борьбы с проблемой загрязнения воздуха в Абакане, были предприняты ряд мер, таких как установка фильтров на транспортных средствах и введение регулярных проверок выбросов промышленных предприятий. Однако, печное отопление в частном секторе продолжает оставаться одним из наиболее крупных источников загрязнения воздуха в городе. Для решения этой проблемы, может быть необходимо принятие соответствующих правительственных мер для поддержки и стимулирования замены печного отопления на более экологически чистые и эффективные системы отопления.

Перевод жилых домов частного сектора города Абакана с печного отопления на электроотопление будет способствовать уменьшению загрязнения воздуха. Загрязнение в городе Абакане связано с множеством факторов. Одним из главных факторов является высокая плотность транспорта, которая приводит к выбросам вредных веществ в атмосферу. Еще одним фактором является домашнее отопление на дровах и угле, которое приводит к выделению канцерогенных веществ в воздух.

Установка системы электроотопления в жилых домах частного сектора города Абакана позволит снизить количество вредных выбросов в атмосферу, а также укрепить надежность системы отопления в домах. Также, это позволит людям, живущим в частном секторе, использовать более чистые и дешевые источники энергии.

Город Абакан известен своим высоким уровнем загрязнения окружающей среды. Воздух в городе содержит высокие концентрации канцерогенных веществ, которые могут привести к заболеваниям дыхательной системы. Помимо выбросов транспорта и домашнего отопления, загрязнению атмосферы способствует сильная промышленность в регионе и частое возгорание сухой травы в период засух.

Таким образом, перевод жилых домов частного сектора города Абакана с печного отопления на электроотопление приведет к снижению загрязнения воздуха, что является крайне важным для здоровья жителей региона.

Отличия печного отопления от электроотопления:

1.Источник тепла: В печном отоплении источником тепла являются топливные материалы, такие как дрова, уголь и т.д., в то время как в электроотоплении тепло получается благодаря электрической энергии.

2.Стоимость: Использование печного отопления может быть более дешевым, но также может быть более трудоемким и дорогим. Электроотопление, с другой стороны, может потреблять большое количество электричества, что может сказаться на ежемесячных расходах на электричество.

3.Удобство использования: Электроотопление обычно требует меньше труда и усилий для поддержания температуры в доме, так как не требуется загрузка топлива. При использовании печного отопления необходимо периодически загружать новые порции топлива, чтобы поддерживать нужную температуру.

4.Экологические последствия: Печное отопление может приводить к загрязнению окружающей среды воздухом токсичными веществами, такими как диоксид углерода и другими вредными выбросами. В то время как электроотопление не создает таких выбросов, за исключением углевых электростанций.

5.Безопасность: Печное отопление может быть опасным, если не соблюдать правила пожарной безопасности. Выпускаемое от печи тепло может привести к пожару или другим опасным ситуациям. Электроотопление в этом смысле, безопаснее, так как не требует выделения тепла непосредственно внутри дома.

## **2.1 Анализ существующей схемы электроснабжения системы электроснабжения**

Проектируемый объект расположен в X жилом района города Абакана в границах улиц Аскизская – Владимира Высоцкого – Академика Лиачева – Никольская.

Территория, на которой проводится проектирование, не полностью свободна от застройки, на некоторых участках уже построены здания или инфраструктура.

В границах проектируемой территории размещено 137 коттеджей. Данный поселок относится к потребителю III категории по надежности электроснабжения.



Электроснабжение 137 домовладений осуществляется от двух трансформаторных подстанций ТП-10-9, ТП-10-10:

Трансформаторная подстанция (ТП-10-9) с номинальной мощностью 630 кВА обеспечивает электроснабжение 75 домов при существующей нагрузке на ТП  $K_3 = 52\%$ .

Для передачи электроэнергии используется высоковольтная линия с номинальным напряжением 10 кВ и проводом типа СИП-2 3х95+1х95.

Все элементы схемы трансформаторной подстанции были спроектированы и установлены в соответствии с требованиями эффективности и безопасности работы оборудования.

Таблица 1 – Характеристика трансформатора:

Значения номинальных линейных напряжений трансформаторов	10/0,4 кВ
Окружающая среда	не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли
Высота установки над уровнем моря	не более 1000 м
Режим работы	длительный
Температура окружающей среды	от -45 °С до +40 °С - У1
Рабочая частота	50 Гц
Номинальная мощность	630 кВ

Таблица 2 – Паспортные данные трансформатора

Тип трансформатора	Мощность трансформатора, кВА	Номинальное высшее напряжение, кВ	Номинальное низшее напряжение, кВ	Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Uк, %	Iхх, %
ТМГ-630	630	6, 10	0,4	1240	7600	5,5	1,2

Таблица 3 – Характеристика провода

Номинальное переменное напряжение	1кВ
Количество жил	3+1 дополнительная жила
Сечение размер	95 + 95 мм <sup>2</sup>

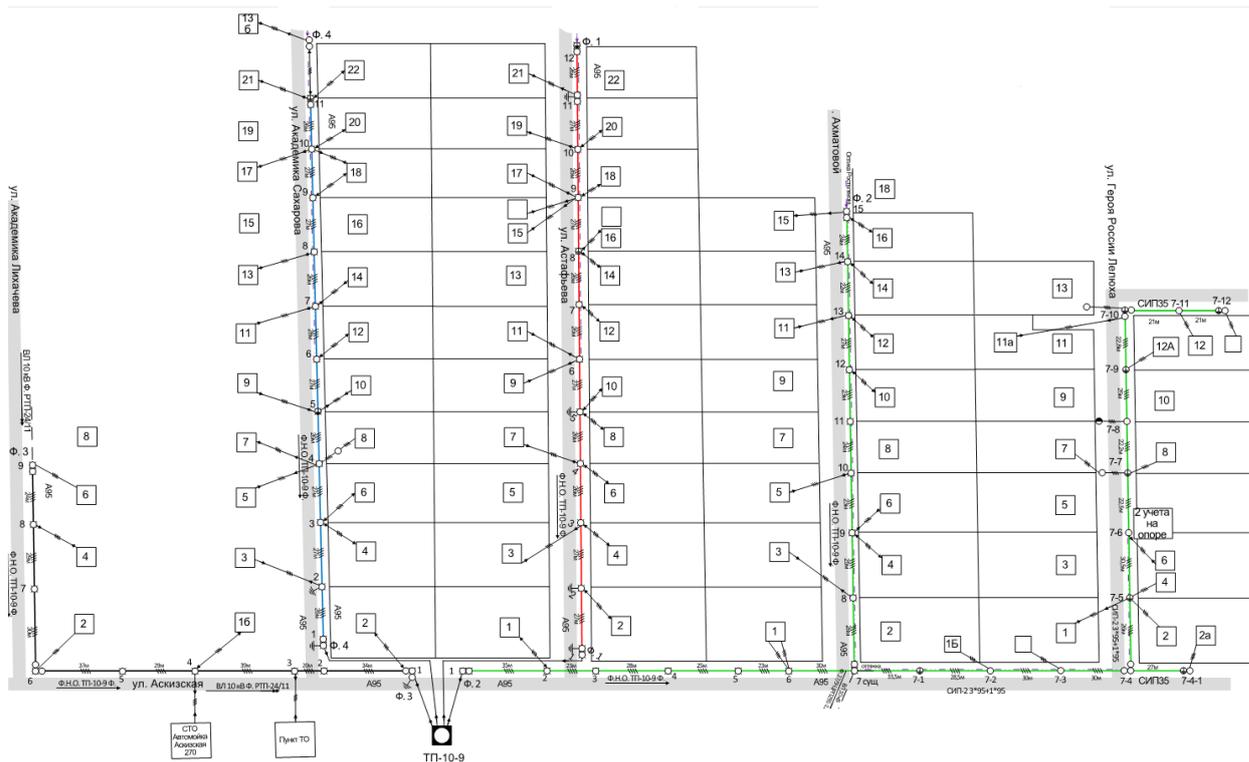


Рисунок 2 – Схема ТП-10-9

Таблица 4 – Данные по ТП-10-9

№ ТП	Номинальная мощность кВА	Загрузка трансформатора на январь 2022г		Количество домов шт	Мощность выданная по Т.У.	Свободная мощность на январь 2022 кВт
		%	кВт			
10-9	630	52	311	75	1185	287

От ТП-10-9 запитано 62 дома при этом нагрузка на ТП составляет  $K_z=56\%$ . Для передачи электроэнергии используется высоковольтная линия с номинальным напряжением 10 кВ и проводом типа СИП-2 3х95+1х95.



Рисунок 3 – Схема ТП-10-10

Таблица 5 – Данные по ТП-10-10

№ ТП	Номинальная мощность кВА	Загрузка трансформатора на январь 2022г		Количество домов шт	Мощность выданная по Т.У.	Свободная мощность на январь 2022 кВт
		%	кВт			
10-10	630	56	335	62	1350	263

Таблица 6 – Нагрузка проектируемого района

Проектируемая зона	Общая Рном, кВт	Кол-во домов, шт	Общая Рпот, кВт	Рсвоб, кВт	Прирост Р, кВт*
в границах улиц: Аскизская - Владимира Высоцкого - Академика Лихачева- Никольская	1 235	137	646,00	<u>550,00</u>	<u>1 370,00</u>

## 2.2 Мероприятия необходимые для перевода на электроотопление

При замене или установке электрических котлов отопления увеличится присоединенная к электрическим сетям мощность каждого жилого дома, что повлечет рост потребления электрической энергии данного жилого района. При предварительном расчете общий прирост мощности составляет 1,37 МВт. Следовательно, существующие трансформаторные подстанции и линии электропередачи классом напряжения 10/0,4 кВ осуществляющие электроснабжение указанного выше жилого района не смогут реализовать переток возросшей нагрузки до конечных электроприемников. Избыточная нагрузка на электросети приведет к аварийным ситуациям: выходу из строя основного оборудования трансформаторных подстанций (силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей), повреждению приборов и внутренней электропроводки жилых домов, возгоранию изоляции проводов ЛЭП.

В соответствии с таблицей 6 по приросту мощностей разработан комплекс мероприятий по обеспечению нормального режима работы электросетевых объектов.

Таблица 7 – Комплекс необходимых мероприятий

Проектируемая зона	Вид работ	Характеристика	Кол-во, шт/км
в границах улиц: Аскизская - Владимира Высоцкого - Академика Лихачева- Никольская	Строительство КТП-10/0,4 кВ с одним сил.	КТП-10/0,4кВ (630 кВА)	1
	Строительство ВЛ-10 кВ от проектируемой КТП-10/0,4 кВ до оп.ВЛ-10 кВ ф. 27/09-ЦРП-291	3хСИП 3х95	0,050
	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф.РТП-24/14-КТП-10-8	3хСИП 3х95	0,600
	Перевод части ВЛ-0,4 кВ ТП-10-10 ф.4 на ВЛ-0,4 кВ ТП-10-9 ф.3 (перераспределение нагрузки)	СИП 3х95+1х95	0,045
	Перевод части ВЛ-0,4 кВ ТП-10-8 ф.2 на проектируемую КТП-10/0,4кВ (перераспределение нагрузки)	СИП 3х95+1х95	0,080

### **3 Разработка схемы электроснабжения в связи с подключением новых коттеджей**

#### **3.1 Расчёт схемы распределительной сети 0,4 кВ после перевода**

Определение электрических нагрузок является решающим фактором для выбора количества и мощности трансформаторных подстанций, сечений кабелей, защитной аппаратуры, электрооборудования.

Электрическая нагрузка жилых домов является величиной не постоянной. В жилых зданиях нагрузка определяется при помощи удельной нагрузки (киловатт на одну квартиру). Величина удельной нагрузки зависит от размера жилой площади дома, вида кухонных электроприборов, электрического отопления.

Расчёт нагрузок абонентов представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Нагрузки абонентов

Наименование электроприемников		Кол-во ЭП	Уст. мощность, кВт	Общая кВт	Коэфф. Спроса	Коэффиц. Мощности		Расчетная мощность, кВт	Реактивная мощность, кВАр	Полная мощность, кВА
Обозначение		шт.	Р. кВт	Р <sub>у</sub> . кВт	К <sub>с</sub>	cosφ	tg φ	Р <sub>р</sub> =Р <sub>у</sub> *К <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> =Р <sub>р</sub> *tgφ, кВАр	Sp= $\sqrt{(P_p^2+Q_p^2)}$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Варочная панель (электрическая плита)	1,00	3,00	3,00	0,40	1,00	0,00	1,1	0,00	1,20
2	Посудомоечная машина	1,00	1,20	1,20	0,30	0,80	0,75	0,36	0,27	0,45
3	Вентиляция	3,00	0,30	0,7	0,50	0,70	1,02	0,35	0,46	0,64
4	Розетки силовые (группы)	3,00	2,40	7,20	0,30	0,80	0,75	1,76	1,62	2,70
5	Освещение (группы)	3,00	0,40	1,10	0,70	1,00	0,00	0,64	0,00	0,84
6	Холодильник	1,00	0,60	0,60	0,50	0,70	1,02	0,30	0,31	0,43
7	Телевизор, компьютер, музыкальный центр	3,00	0,50	1,50	0,80	1,00	0,00	1,1	0,00	1,20
8	Стиральная машина	1,00	2,00	2,00	0,10	0,80	0,75	0,20	0,15	0,25
	Итого ВСЕГО ДОМ			15,60				6,71	2,81	7,71
Нагрузки цокольного этажа										
1	Циркуляционный насос	1,00	0,15	0,15	1,00	0,80	0,75	0,15	0,11	0,19

Окончание таблицы 8

Наименование электроприемников		Кол-во ЭП	Уст. мощность	Общая кВт	Коэфф. Спроса	Коэффиц. Мощности		Расчетная мощность	Реактивная мощность	Полная мощность
Обозначение		шт.	P, кВт	Py, кВт	Kc	cosφ	tg φ	Pp=Py*Kc, кВт	Qp=Pp*tgφ, кВар	Sp= $\sqrt{(Pp^2+Qp^2)}$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Глубинный насос	1,00	1,20	1,20	0,80	0,80	0,75	0,76	0,72	1,20
3	Освещение	1,00	0,20	0,20	0,10	1,00	0,00	0,02	0,00	0,02
4	Внешнее освещение	1,00	0,15	0,15	0,30	1,00	0,00	0,05	0,00	0,05
	Итого ВСЕГО			1,55				0,83	0,83	1,46
	ИТОГО общая мощность/ токи по фазам			17,15				7,54	3,64	9,17

Для домов с  $S < 50\text{ м}^2$  расчётную мощность  $P_p$  будем принимать равной 5,28 кВт, для домов с площадью до 90 м<sup>2</sup> равной 6,36 кВт, а для домов с площадью выше 90 м<sup>2</sup> равной 7,54 кВт.

### 3.2 Расчет электрической нагрузки жилого сектора после перевода на электроотопление

Делая расчет электродкотла для отопления дома, нужно учитывать, что электрические приборы имеют разные рабочие характеристики, при этом одной из важнейших является тепловой показатель. Он необходим для восполнения тепловых потерь дома и обеспечения регулярного горячего водоснабжения

Для того, чтобы установить электродкотел - расчет мощности выполняют по формуле  $P = S \cdot P_{уд}/100$  (кВт) (1) в которой:

$P$  - означает мощность прибора (кВт);

$S$  - отапливаемую площадь ( $m^2$ ):

$P_{уд}$  - удельную мощность агрегата, она устанавливается отдельно для каждого региона для средней полосы это значение принимается за 1.

В пределах проектируемого района, где находятся ТП-10-9 и ТП-10-10 запитаны 137 домовладения разные по площади для примера возьмём дом по Академика Лихачева 16, площадь дома  $136,4 m^2$

$$P = S \cdot P_{уд}/100, \text{ вставляем значения } P = 136,4 \cdot 1/100$$

Электродкотёл выбираем согласно таблице 9

Таблица 9–Модели котлов

№	Наименование	Модель котла ZOTA «Lux»								
		3	4	5	6	7	8	9	10	11
		3	4	5	7,5	9	12	15	18	21
1	Ориентировочная отапливаемая мощность, $m^2$	30	54	60	75	90	120	150	18	210
2	Номинальная потребляемая мощность, кВт	3	4,5	6	7,5	9	12	15	18	21
3	Значения потребляемой мощности, кВт	1–2–3	1,5–3–4,5	2–4–6	2,5–5–7,5	3–6–9	4–8–12	5–10–15	6–12–18	7–14–21

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Внутренний объём бака, л	5							13	
	Наименование	Модель котла ZOTA «Lux»								
1	Ориентировочная отапливаемая мощность, м <sup>2</sup>	24	27	30	33	36	45	48	60	70
2	Номинальная потребляемая мощность, кВт	240	270	300	330	360	450	480	600	700
3	Значения потребляемой мощности, кВт	24	27	30	33	36	45	48	60	70
4	Внутренний объём бака, л	8-16-24	9-18-27	10-20-30	11-22-33	12-24-36	15-30-45	16-32-48	20-40-60	24-48-72
		5							13	
		380(220) ± 10%					380 ± 10%			

Рассчитаем полную мощность каждого абонента, подключенного к нашим ТП для первого и второго района после перехода на электроотопление, расчёты представлены в таблице

Таблица-10 Полная мощность абонентов

Абонент	Площадь S, м <sup>2</sup>	Мощность котла, кВт	Активная мощность Р без Кисп, кВт	Установленная мощность, кВт	Активная мощность Р, кВт	Полная мощность S, кВА
1	2	3	4	5	6	7
Абонент,2	119,2	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент,4	79	9	15,36	30	9,216	9,701
Абонент,6	87,2	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,8	95,6	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент,1А	89,6	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,1б	85,8	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 2	129,7	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 3	145,6	15	22,54	15	13,524	14,236

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7
Абонент, 4	188,2	21	28,54	21	17,124	18,025
Абонент, 5	86,4	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 6	150	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 7	77,5	9	15,36	25	9,216	9,701
Абонент, 8	88,7	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 9	83,2	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 10	77,9	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 11	102,3	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 12	70,3	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 13	152,7	18	25,54	20	15,324	16,131
Абонент, 14	89,7	9	15,36	40	9,216	9,701
Абонент, 15	73,5	9	15,36	20	9,216	9,701
Абонент, 16	79,2	9	15,36	20	9,216	9,701
Абонент, 17	147,7	15	22,54	30	13,524	14,236
Абонент, 18	79,9	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 19	100	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 20	100	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 21	224	24	31,54	25	18,924	19,92
Абонент, 22	120	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 1	40	4	9,28	15	5,568	5,861
Абонент, 2	52,3	4	9,28	15	5,568	5,861
Абонент, 3	81,4	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 4	149,8	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 5	130,5	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 6	80,7	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 7	77,9	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 8	147,3	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 9	190,4	21	28,54	25	17,124	18,025
Абонент, 10	285,1	30	37,54	70	22,524	23,709
Абонент, 11	95,1	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 12	187	21	28,54	30	17,124	18,025
Абонент, 13	300	30	37,54	45	22,524	23,709
Абонент, 14	79,4	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 15	133,4	15	22,54	20	13,524	14,236
Абонент, 16	97,1	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 17	107,7	12	19,54	30	11,724	12,341
Абонент, 18	111,6	12	19,54	25	11,724	12,341
Абонент, 19	33	4	9,28	30	5,568	5,861
Абонент, 20	123,7	15	22,54	6	13,524	14,236
Абонент, 21	76,5	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 22	88,1	9	15,36	15	9,216	9,701

## Окончание таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7
Абонент, 1	175,7	18	25,54	50	15,324	16,131
Абонент, 2	85,7	9	16,54	15	9,924	10,446
Абонент, 3	235,3	24	31,54	30	18,924	19,92
Абонент, 4	130,9	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 5	110,4	12	19,54	25	11,724	12,341
Абонент, 6	97,9	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 7	141,3	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 8	137,5	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 9	36	4	9,28	15	5,568	5,861
Абонент, 10	86,2	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 11	79,1	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 12	145,3	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 13	99,6	12	22,54	30	13,524	14,236
Абонент, 14	108,9	12	22,54	30	13,524	14,236
Абонент, 15	114,5	12	22,54	6	13,524	14,236
Абонент, 16	154,5	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент, 18	188,3	21	28,54	15	17,124	18,025
Абонент,1	112,3	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент,16	94,1	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент,2	79,6	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,2А	167	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент,3	86,8	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,4	132	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент,5	166,3	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент,6	199,8	21	28,54	15	17,124	18,025
Абонент,7	147,3	15	22,54	30	13,524	14,236
Абонент,8	176,3	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент,9	165,3	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент,10	93,3	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент,11А	143,5	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент,11	167,8	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент,12	156,4	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент,12А	79,2	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,13	150	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент,14А	81,6	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,13Б	128,9	15	22,54	15	13,524	14,236
Итого					1038,108	1092,7453

## Аналогичные расчёты произведём и для второй ТП

Таблица – 11 Полные мощности абонентов

Абонент	Площадь S, м <sup>2</sup>	Мощность котла, кВт	Общая мощность Р без Кисп, кВт	Установленная мощность, кВт	Общая мощность Р, кВт	Полная мощность S, кВА
1	2	3	4	5	6	7
Абонент, 10	78,1	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 12	83,9	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 14	75,7	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 16	136,4	15	22,54	35	13,524	14,236
Абонент, 18	179	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент, 20	246,5	27	34,54	45	20,724	21,815
Абонент, 22	91,5	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 22а	110,5	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 24	83,7	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 26	72,4	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 28	64,6	7,5	13,86	15	8,316	8,754
Абонент, 30	76,1	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 23	118	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 23А	81	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 24	149,7	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 25	144	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 26	253,6	27	34,54	30	20,724	21,815
Абонент, 27	85,4	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 28	122	15	22,54	15	13,524	14,236
Абонент, 29	93,7	12	19,54	35	11,724	12,341
Абонент, 30	94,8	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 23	176,8	18	25,54	6	15,324	16,131
Абонент, 24	238,2	24	31,54	25	18,924	19,92
Абонент, 25	179,8	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент, 26	396,1	45	52,54	30	31,524	33,183
Абонент, 27	116,8	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент, 28	76,3	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 29	95,3	12	19,54	6	11,724	12,341
Абонент, 29а	86,7	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 30	230,3	24	31,54	30	18,924	19,92
Абонент, 30а	95,1	12	19,54	13,5	11,724	12,341
Абонент, 17	110,1	12	19,54	6	11,724	12,341
Абонент, 18	88,3	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 19	150	15	22,54	30	13,524	14,236
Абонент, 20	103	12	19,54	15	11,724	12,341

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7
Абонент, 21	118,5	12	19,54	6	11,724	12,341
Абонент, 22	120,4	15	22,54	35	13,524	14,236
Абонент, 23	182,5	21	28,54	15	17,124	18,025
Абонент, 24	101,5	12	19,54	30	11,724	12,341
Абонент, 25	88,3	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 26	156,2	18	25,54	30	15,324	16,131
Абонент, 27	72,6	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент, 29	74,7	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,1	89,7	15	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,2	500	60	67,54	60	40,524	42,657
Абонент,3	114,3	12	19,54	25	11,724	12,341
Абонент,4	80,4	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,5	84,3	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,6	113,3	12	19,54	25	11,724	12,341
Абонент,7	72,4	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,8	197,2	21	28,54	25	17,124	18,025
Абонент,9	90	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,10	88,6	9	15,36	6	9,216	9,701
Абонент,11	93,2	12	19,54	6	11,724	12,341
Абонент,12	108,7	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент,13	207,5	21	28,54	25	17,124	18,025
Абонент,14А	93,3	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент,14Б	83,6	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,15	179	18	25,54	50	15,324	16,131
Абонент,16	96,8	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент,16А	133,7	15	22,54	30	13,524	14,236
Абонент,17	35,8	4	9,28	15	5,568	5,861
Абонент,18	219,3	24	31,54	42	18,924	19,92
Абонент,21	78,7	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,21А	399,8	45	52,54	30	31,524	33,183
Абонент,23	88,7	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,25А	168,2	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент,25	71	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,27А	174	18	25,54	30	15,324	16,131
Абонент,29	258,2	27	34,54	40	20,724	21,815
Абонент,31	394,1	45	52,54	15	31,524	33,183
Абонент,33	203,4	21	28,54	15	17,124	18,025
Абонент,33Б	73,2	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,33В	95,7	12	19,54	15	11,724	12,341
Абонент,35	81,8	9	15,36	15	9,216	9,701

### Окончание таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7
Абонент,37	173	18	25,54	15	15,324	16,131
Абонент,2	88,7	9	15,36	6	9,216	9,701
Абонент,4	213,2	24	31,54	15	18,924	19,92
Абонент,6	89,5	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,8	75,7	9	15,36	15	9,216	9,701
Абонент,12	70,2	9	15,36	15	9,216	9,701
Итого					1071,84	1128,253

### 3.3 Проверка загрузки трансформаторов на ТП и выбор дополнительных подстанций

Как видно из расчётов полная мощность  $S$  абонентов с перспективой подключения новых домов первого района после перехода на электроотопление стала равной  $S = P/\cos\varphi = 1092,74/0,95 = 1150,23$  кВА (2), рассчитаем загрузку трансформатора по формуле  $\frac{S}{S_{ном}} = 1150,23/630 = 1,82 = 182\%$  (3), в связи с этим требуется установка нового трансформатора с целью перераспределения мощности.

При установке новой ТП нужно перераспределить часть домов на неё к ТП-11-9 подключим 34 домов в границах улиц Ахматовой-Лелюха.

43 дома в границах улиц Лихачёва-Астафьева оставим на нашей ТП-10-9.

Подстанцию ТП-11-9 установим между улицами Ахматовой-Лелюха, равноудалённо от них, на улице Аскизская.

Рассчитаем мощность, приходящую на ТП, сразу по линиям 0,4 кВ, для выбора трансформатора, расчёт представлен в таблице(12)

С ТП-10-10 ситуация аналогичная, полная мощность данной ТП после перевода домов на электроотопление стала равной  $S=1071,84$  кВА, загрузка данной ТП  $\frac{S}{S_{ном}} = 170\%$ , отсюда следует, что нагрузку на эту ТП тоже нужно перераспределить, как и в случае с ТП-10-9.

Подстанцию 11-10 установим на перекрестке Лихачёва-Угужакова, на неё перераспределим 43 дома в границах улиц Лихачёва-Сахарова-Угужакова-Высоцкого.

На подстанции 10-10 оставим 29 домов в границах улиц Ахматовой-Астафьева-Угужакова-Вольная, и 6 домов с улицы Астафьева, чтобы разгрузить ТП-10-9.

Таблица 12 – Полная мощность ТП

1 линия 17 абонентов			2 линия 19 абонентов		
№ участка	S	P,	№ участка	S	P,
-	кВА	кВт	-	кВА	кВт
16	16,13	15,3235	14a	9,7	9,215
			13		
15	14,23	13,5185		14,23	13,5185
14	14,23	13,5185	12	16,13	15,3235
13	14,23	13,5185	12a	9,7	9,215
12	14,23	13,5185	11	16,13	15,3235
11	9,7	9,215	11a	14,23	13,5185
10	9,7	9,215	10	12,34	11,723
9	5,86	5,567	9	16,13	15,3235
8	14,23	13,5185	8	16,13	15,3235
7	14,23	13,5185	7	14,23	13,5185
6	12,34	11,723	6	18,02	17,119
5	12,34	11,723	5	16,13	15,3235
4	14,23	13,5185	4	14,23	13,5185
3	19,92	18,924	3	9,7	9,215
2	10,44	9,918	2	9,7	9,215
1	16,13	15,3235	2a	16,13	15,3235
			1	12,34	11,723
			1a	9,7	9,215
			1б	12,34	11,723
	212,17			257,24	

Как видно из расчётов, мощность нашего трансформатора должна быть не меньше, чем 469,41 кВА .

С перспективой подключения новых потребителей для новой подстанции ТП-11-9 выбираем трансформатор аналогичный трансформатору на ТП-10-9, ТМГ 630/10/0,4.

Произведём расчёт параметров новой подстанции,

Для начала рассчитаем активную мощность  $P$ , по формуле:

$$P = S * \cos\varphi \text{ (кВт) (4), где}$$

$S$ -полная мощность;

$\cos\varphi$  , равен 0,95 для рассматриваемой местности

$$P=212,1*0,95=201,56 \text{ кВт}$$

Дальше рассчитываем реактивную мощность  $Q$ , по формуле:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \text{ (кВАр)} \text{ (5); } Q = \sqrt{212,1^2 - 201,56^2} = 66,25 \text{ кВАр.}$$

Рассчитаем расчётный ток  $I_{рас}$  по формуле

$$I_{рас} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ (6), и по нему выбираем провод, проверив по допустимому току,}$$

выбираем СИП-2 3х185+1х95.

Для ТП-11-10 произведём аналогичный расчёт и выясним, что трансформатор необходимый к установке на ТП будет ТМГ 630/10/0,4.

### 3.4 Определение потерь напряжения в ТП 10/0,4 кВ

Расчёт потерь напряжения производится для определения показателей качества электроэнергии и конкретного отклонения напряжения от его номинального значения.

Потеря напряжения в линии с одной нагрузкой на конце (а если линия имеет несколько участков с различной мощностью, то каждый участок рассматривается отдельно), определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{л} + Q \cdot X_{л}}{U_{н}} \text{ (В)} \text{ (7)}$$

где  $P$  и  $Q$  – активная и реактивная мощности, передаваемые по линии;

$R_{л}$  и  $X_{л}$  – активное и реактивное сопротивление линии.

$U_{н}$  – номинальное напряжение.

Активное сопротивление линии определяется по формуле.

$$R_{л} = r_0 \cdot l \text{ (Ом)} \text{ (8)}$$

где  $l$  – длина линии (участка) км;

$r_0$  – удельное электрическое сопротивление при  $20^{\circ}\text{C}$ , Ом/км.

Реактивное (индуктивное) сопротивление линии (участка) определяется по формуле.

$$X_{л} = x_0 \cdot l \text{ (Ом)} \text{ [9]}$$

где  $l$  – длина линии (участка) км;

$x_0$  – удельное индуктивное сопротивление одного километра длины линии (участка), в зависимости от сечения проводов и среднего геометрического расстояния

между ними.

По абсолютному значению потерь напряжения из-за различного уровня номинальных напряжений, трудно судить о допустимости потерь напряжения, поэтому потери напряжения, определённые по формуле, выражают в процентах от номинального напряжения по формуле.

$$\Delta U\% = \frac{\sum \Delta U_{1-ТП}}{U_H} \cdot 100 \quad (\text{Ом}) \quad (10)$$

Относительные потери напряжений считают приемлемыми, если они в нормальных режимах работы в сетях низкого напряжения не превышают 5 %, а в сетях высокого напряжения 8 %. Допустимые потери напряжения определяются наличием пускорегулирующих средств в сетях, напряжением на зажимах источника питания и допустимыми отклонениями напряжения от номинального на зажимах электроприёмника.

В рамках проекта для наглядности и удобства немного видоизменим формулу.

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_H} \cdot l \quad (\text{Ом}) \quad (11)$$

Расчёт ведём на примере линии 1, ТП 11–9. Так как потребители на линиях имеют разную нагрузку, расчёт ведём по участкам.

Марка провода СИП-2 3x185+1x95. Для этой марки провода

$r_0$  – удельное электрическое сопротивление при 20 °С,

$r_0 = 0,16 \text{ Ом/км}$  .

$x_0$  – удельное индуктивное сопротивление одного километра длины линии (участка).

$x_0 = 0,059 \text{ Ом/км}$ .

$$\Delta U = \frac{201,56 \cdot 0,16 + 66,25 \cdot 0,059}{0,38} \cdot 0,289 = 28,11 \text{ В}$$

Аналогично рассчитываются потери напряжения на остальных участках. Результаты расчёта приведены в таблице (13).

Определим потери напряжения, выраженные в процентах от номинального напряжения для данной линии.

Потери напряжения, выраженные в процентах от номинального напряжения, определяются по формуле

$$\Delta U\% = \frac{28,11}{380} \cdot 100 = 7,39\%$$

Аналогично рассчитываются потери напряжения в остальных линиях в таблицах (13-16)

### 3.5 Определение потерь энергии в ТП 10/0,4 кВ

Потери электрической энергии являются одним из основных технико-экономических показателей работы предприятий электросетей и энергосистемы.

Потери энергии определяются как на стадии проектирования электрических сетей, так и при их эксплуатации. Существуют различные методы расчёта нагрузочных потерь. Наиболее распространённым является метод максимальных потерь, согласно которому потери энергии определяются по максимальной нагрузке и числу часов использования максимума нагрузок.

Потери мощности в трёхфазной линии согласно определяются по формуле

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_l \quad (\text{кВт}) \quad (12)$$

где  $R_l$  – активное сопротивление участка линии, по которому протекает ток  $I_{\max}$ .

$$R = r_0 \cdot l$$

Потери энергии в трёхфазной линии определяются согласно по формуле.

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\max} \cdot \tau \quad (\text{кВт}\cdot\text{ч}) \quad (13)$$

где  $\tau$  – время максимальных потерь, то есть время, в течение которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, имеет такие же потери, как и при работе по действительному графику нагрузок.

Значение времени потерь  $\tau$  можно определить согласно для сельских сетей из уравнения.

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 T_{\text{год}} \quad (\text{ч.}) \quad (14)$$

где  $T_{\max}$  – число часов использования максимума нагрузки.  $T_{\max} = 4000$ ч.

$$\tau = (0,124 + 4000 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 2107 \text{ ч.}$$

Для вычислений потерь энергии в сетях 0,38 кВ в формулу потерь энергии подставим его составляющие в развёрнутом виде.

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{max} \cdot \tau = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \text{ (кВт}\cdot\text{ч)} \quad (15)$$

Время максимальных потерь  $\tau = 2107$  часов. Удельное электрическое сопротивление постоянному току  $0,16$  Ом/км .

$$\Delta W_{л} = 3 \cdot 322,74^2 \cdot 0,16 \cdot 0,289 \cdot 2107 = 3673,17 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Для того, чтобы представить потери энергии в % воспользуемся формулой  $\Delta W_{л} = \frac{W_{л}}{W_{об}} \cdot 100\%$  (16), где  $W_{об}$  – вся энергия передаваемая по линии,  $W_{об} = S \cdot T_{max} = 848680$  кВт · ч.

$$\text{Отсюда } \Delta W_{л}\% = \frac{3673,17}{848680} \cdot 100\% = 0,43\%$$

Расчёт по второй линии представлен в таблице (13).

Таблица 13–Расчетные параметры ТП–1–9

1 линия 16 абонентов										
S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	I <sub>рас</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	W, кВт·ч
212,17	201,56	66,25	322,74	436	СИП-2 3x185+1x95	28,11	7,40	31205,85	3,87	806246
2 линия 19 абонентов										
S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	I <sub>рас</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	ΣΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	W, кВт·ч
257,24	244,38	80,32	391,30	436	СИП-2 3x185+1x95	31,84	8,38	42855,94	4,38	977512

Длина линии 1  $L=0,289$  км. , а для второй  $L=0,27$  км. .

Так же проведем аналогичные расчеты для ТП 10–9 в связи с перераспределением нагрузки, расчёты представим в таблице (14).

Таблица 14–Расчетные параметры ТП-10-9

1 Линия 14 абонентов										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	I <sub>рас</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	W, кВт·ч
166,38	158,06	51,95	253,09	300	СИП-2 3x185+1x95	35,09	9,23	30544,31	4,83	632244
2 Линия 13 абонентов										
S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	I <sub>рас</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	W, кВт·ч
165,41	157,14	51,65	251,61	300	СИП-2 3x185+1x95	27,38	7,20	23691,96	3,77	628558

Окончание таблицы 14

3 линия 16 абонентов										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	Iрас, А	Iдоп, А	Сечение	$\Sigma\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta W_{л}, кВт\cdotч$	$\Delta W_{л}, \%$	W, кВт\cdotч
215,56	204,78	67,31	327,90	340	СИП-2 3x185+1x95	35,68	9,39	29090,23	3,55	819128

Для ТП-11-10 и ТП-10-10 произведём аналогичные расчёты и представим их в таблицах (15-16).

Таблица 15 – Расчетные параметры ТП-11-10

1 Линия 11 абонентов										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	Iрас, А	Iдоп, А	Сечение	$\Sigma\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta W_{л}, кВт\cdotч$	$\Delta W_{л}, \%$	W, кВт\cdotч
181,78	172,61	56,76	276,51	436	СИП-2 3x185+1x95	35	9,21	33289,84	4,81	690764
2 линия 11 абонентов										
S, кВА	P, кВт	кВАр	Iрас, А	Iдоп, А	Сечение	$\Sigma\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta W_{л}, кВт\cdotч$	$\Delta W_{л}, \%$	W, кВт\cdotч
132,45	125,82	41,35	201,47	436	СИП-2 3x185+1x95	30,7	8,15	21460,72	4,05	503310
3 Линия 11 абонентов										
S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	Iрас, А	Iдоп, А	Сечение	$\Sigma\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta W_{л}, кВт\cdotч$	$\Delta W_{л}, \%$	W, кВт\cdotч
138,38	131,46	43,2	210,49	436	СИП-2 3x185+1x95	17,57	4,62	12723,2	2,29	525844
4 линия 10 абонентов										
S, кВА	P, кВт	кВАр	Iрас, А	Iдоп, А	Сечение	$\Sigma\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta W_{л}, кВт\cdotч$	$\Delta W_{л}, \%$	W, кВт\cdotч
127,99	121,59	39,96	194,69	436	СИП-2 3x185+1x95	12,68	3,34	8487,42	1,65	486362

Таблица 16 – Расчетные параметры ТП-10-10

1 Линия 14 абонентов										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	Iрас, А	Iдоп, А	Сечение	$\Sigma\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta W_{л}, кВт\cdotч$	$\Delta W_{л}, \%$	W, кВт.ч
172,07	163,46	53,72	261,74	436	СИП-2 3x185+1x95	22,56	5,93	20311,71	2,95	653866
2 линия 12 абонентов										
S, кВА	P, кВт	кВАр	Iрас, А	Iдоп, А	Сечение	$\Sigma\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta W_{л}, кВт\cdotч$	$\Delta W_{л}, \%$	W, кВт.ч
160,6	152,57	50,14	244,29	436	СИП-2 3x185+1x95	18,33	4,82	15404,96	2,39	610280
3 Линия 10 абонентов										
S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	Iрас, А	Iдоп, А	Сечение	$\Sigma\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta W_{л}, кВт\cdotч$	$\Delta W_{л}, \%$	W, кВт.ч
159,06	151,1	49,66	241,95	436	СИП-2 3x185+1x95	20,2	5,31	16810,16	2,64	604428
4 линия 9 абонентов										
S, кВА	P, кВт	кВАр	Iрас, А	Iдоп, А	Сечение	$\Sigma\Delta U, В$	$\Delta U, \%$	$\Delta W_{л}, кВт\cdotч$	$\Delta W_{л}, \%$	W, кВт.ч
128,17	121,76	40,02	194,96	436	СИП-2 3x185+1x95	28,79	7,57	19308,07	3,76	487046

#### 4 Расчет схемы распределительной сети 0,4 кВ после реконструкции

В связи с увеличением мощности в сети 0,4 кВ, выполним расчет электрической нагрузки по участкам сети и проведем выбор сечения проводников.

На рисунке 4.1 приведена схема распределительной сети 10 кВ.

Расчет схемы распределительной сети 0,4 кВ по участкам цепи производится по тем же формулам, что и расчёт наших ТП, расчёты каждой из ТП представим в виде таблиц (17-20).

Таблица 17 – Расчёт линий ТП 11-9

1 линия 16 абонентов													
№ уч-ка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	ΔU,	ΔU,	I,	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	Сечение провода
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
16	16,13	15,32	5,04	8	0,38	1,84	0,068	0,60	0,16	24,54	56,01	0,09	СИП-4 4x16
15	14,23	13,52	4,44	17				1,13	0,30	21,65	92,64	0,17	
14	14,23	13,52	4,44	7				0,46	0,12	21,65	38,15	0,07	
13	14,23	13,52	4,44	16				1,06	0,28	21,65	87,19	0,16	
12	14,23	13,52	4,44	7				0,46	0,12	21,65	38,15	0,07	
11	9,7	9,22	3,03	17				0,77	0,20	14,76	43,05	0,12	
10	9,7	9,22	3,03	9				0,41	0,11	14,76	22,79	0,06	
9	5,86	5,57	1,83	16				0,44	0,11	8,91	14,79	0,07	
8	14,23	13,52	4,44	6				0,40	0,10	21,65	32,70	0,06	
7	14,23	13,52	4,44	20				1,33	0,35	21,65	108,99	0,20	
6	12,34	11,72	3,85	9				0,52	0,14	18,77	36,88	0,08	
5	12,34	11,72	3,85	19				1,09	0,29	18,77	77,86	0,17	
4	14,23	13,52	4,44	19				1,26	0,33	21,65	103,54	0,19	
3	19,92	18,92	6,22	20				1,85	0,49	30,30	213,58	0,28	
2	10,44	9,92	3,26	8				0,39	0,10	15,88	23,47	0,06	
1	16,13	15,32	5,04	23				1,73	0,45	24,54	161,04	0,26	
2 линия 19 абонентов													
№	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	ΔU,	ΔU,	I,	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	Сечение провода
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-

Окончание таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
14a	9,7	9,22	3,03	4	0,38	1,84	0,068	0,18	0,05	14,76	10,13	0,03	СИП-4 4x16
13	14,23	13,52	4,44	20				1,33	0,35	21,65	108,99	0,20	
12	16,13	15,32	5,04	13				0,98	0,26	24,54	91,02	0,15	
12a	9,7	9,22	3,03	12				0,54	0,14	14,76	30,39	0,08	
11	16,13	15,32	5,04	22				1,65	0,43	24,54	154,04	0,25	
11a	14,23	13,52	4,44	38				2,52	0,66	21,65	207,08	0,38	
10	12,34	11,72	3,85	4				0,23	0,06	18,77	16,39	0,03	
9	16,13	15,32	5,04	17				1,28	0,34	24,54	119,03	0,19	
8	16,13	15,32	5,04	4				0,30	0,08	24,54	28,01	0,05	
7	14,23	13,52	4,44	18				1,19	0,31	21,65	98,09	0,18	
6	18,02	17,12	5,63	17				1,43	0,38	27,41	148,56	0,22	
5	16,13	15,32	5,04	5				0,38	0,10	24,54	35,01	0,06	
4	14,23	13,52	4,44	7				0,46	0,12	21,65	38,15	0,07	
3	9,7	9,22	3,03	17				0,77	0,20	14,76	43,05	0,12	
2	9,7	9,22	3,03	8				0,36	0,10	14,76	20,26	0,05	
2a	16,13	15,32	5,04	18				1,35	0,36	24,54	126,03	0,21	
1	12,34	11,72	3,85	18	1,03	0,27	18,77	73,76	0,16				
1a	9,7	9,22	3,03	8	0,36	0,10	14,76	20,26	0,05				
16	12,34	11,72	3,85	19	1,09	0,29	18,77	77,86	0,17				

Таблица 18 – Расчёт линий ТП 10-9

1 линия 14 абонентов													
№ уч- ка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	ΔU,	ΔU,	I,	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	Сече- ние провод а
-	кВА	кВт	кВА р	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	14,23	13,52	4,44	13	0,38	1,84	0,068	0,86	0,23	21,65	70,84	0,13	СИП-4 4x16
3	14,23	13,52	4,44	20				1,33	0,35	21,65	108,99	0,20	
6	14,23	13,52	4,44	12				0,80	0,21	21,65	65,39	0,12	
7	9,7	9,22	3,03	20				0,90	0,24	14,76	50,64	0,14	

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
7	9,7	9,22	3,03	20	0,38	1,84	0,068	0,90	0,24	14,76	50,64	0,14	СИП-4 4x16
10	9,7	9,22	3,03	10				0,45	0,12	14,76	25,32	0,07	
11	12,34	11,72	3,85	19				1,09	0,29	18,77	77,86	0,17	
14	9,7	9,22	3,03	11				0,50	0,13	14,76	27,85	0,08	
15	9,7	9,22	3,03	19				0,86	0,23	14,76	48,11	0,13	
18	16,13	15,32	5,04	12				0,90	0,24	24,54	84,02	0,14	
19	12,34	11,72	3,85	20				1,15	0,30	18,77	81,96	0,17	
2	12,34	11,72	3,85	11				0,63	0,17	18,77	45,08	0,10	
4	9,7	9,22	3,03	11				0,50	0,13	14,76	27,85	0,08	
6	9,7	9,22	3,03	11				0,50	0,13	14,76	27,85	0,08	
8	12,34	11,72	3,85	12				0,69	0,18	18,77	49,18	0,10	
2 линия 13 абонентов													
№ уч-ка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	$\Delta U,$	$\Delta U,$	I,	$\Delta W_{л},$ кВт·ч	$\Delta W_{л},$ %	Сечен ие провод а
-	кВА	кВт	кВА р	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
16	9,7	9,22	3,03	19	0,38	1,84	0,068	0,86	0,23	14,76	48,11	0,13	СИП-4 4x16
4	18,02	17,12	5,63	13				1,09	0,29	27,41	113,60	0,17	
5	9,7	9,22	3,03	20				0,90	0,24	14,76	50,64	0,14	
8	9,7	9,22	3,03	13				0,59	0,15	14,76	32,92	0,09	
9	9,7	9,22	3,03	20				0,90	0,24	14,76	50,64	0,14	
12	9,7	9,22	3,03	11				0,50	0,13	14,76	27,85	0,08	
13	16,13	15,32	5,04	19				1,43	0,38	24,54	133,04	0,22	
16	9,7	9,22	3,03	11				0,50	0,13	14,76	27,85	0,08	
17	14,23	13,52	4,44	19				1,26	0,33	21,65	103,54	0,19	
20	12,34	11,72	3,85	11				0,63	0,17	18,77	45,08	0,10	
21	19,92	18,92	6,22	20				1,85	0,49	30,30	213,58	0,28	
22	12,34	11,72	3,85	11				0,63	0,17	18,77	45,08	0,10	
136	14,23	13,52	4,44	21				1,39	0,37	21,65	114,44	0,21	
3 линия 16 абонентов													
№ уч- ка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	$\Delta U,$	$\Delta U,$	I,	$\Delta W_{л},$ кВт·ч	$\Delta W_{л},$ %	Сечение провода
-	кВА	кВт	кВА р	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Окончание таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
16	12,34	11,72	3,85	7	0,38	1,84	0,068	0,40	0,11	18,77	28,69	0,06	СИП-4 4x16
15	14,23	13,52	4,44	15				0,99	0,26	21,65	81,74	0,15	
14	9,7	9,22	3,03	5				0,23	0,06	14,76	12,66	0,03	
13	23,7	22,52	7,40	16				1,77	0,46	36,05	241,86	0,27	
12	18,02	17,12	5,63	8				0,67	0,18	27,41	69,91	0,10	
11	12,34	11,72	3,85	16				0,92	0,24	18,77	65,57	0,14	
10	23,7	22,52	7,40	8				0,88	0,23	36,05	120,93	0,13	
9	18,02	17,12	5,63	16				1,34	0,35	27,41	139,82	0,20	
8	14,23	13,52	4,44	9				0,60	0,16	21,65	49,05	0,09	
7	9,7	9,22	3,03	16				0,72	0,19	14,76	40,51	0,11	
6	9,7	9,22	3,03	11				0,50	0,13	14,76	27,85	0,08	
5	14,23	13,52	4,44	16				1,06	0,28	21,65	87,19	0,16	
4	14,23	13,52	4,44	10				0,66	0,17	21,65	54,49	0,10	
3	9,7	9,22	3,03	16				0,72	0,19	14,76	40,51	0,11	
2	5,86	5,57	1,83	11				0,30	0,08	8,91	10,17	0,05	
1	5,86	5,57	1,83	18				0,49	0,13	8,91	16,63	0,07	

Таблица 19 – Расчёт линий ТП 11-10

1 линия 11 абонентов													
№ участка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	ΔU,	ΔU,	I,	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	Сечение провода
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
18	19,92	18,92	6,22	5	0,38	1,84	0,068	0,46	0,12	30,30	53,39	0,07	СИП-4 4x16
26	9,21	8,75	2,88	10				0,43	0,11	14,01	22,83	0,07	
30	9,21	8,75	2,88	12				0,51	0,14	14,01	27,39	0,08	
37	16,13	15,32	5,04	17				1,28	0,34	24,54	119,03	0,19	
31	33,18	31,52	10,36	32				4,94	1,30	50,47	948,08	0,75	
29	21,81	20,72	6,81	11				1,12	0,29	33,18	140,81	0,17	
27a	16,13	15,32	5,04	11				0,83	0,22	24,54	77,02	0,13	
30	12,34	11,72	3,85	18				1,03	0,27	18,77	73,76	0,16	
27	9,7	9,22	3,03	8				0,36	0,10	14,76	20,26	0,05	
26	21,81	20,72	6,81	16				1,62	0,43	33,18	204,82	0,25	
23	12,34	11,72	3,85	14				0,80	0,21	18,77	57,37	0,12	
2 линия 11 абонентов													
№ участка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	ΔU,	ΔU,	I,	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	Сечение провода
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
24	9,21	8,75	2,88	5	0,38	1,84	0,068	0,21	0,06	14,01	11,41	0,03	СИП-4 4x16
28	8,75	8,31	2,73	10				0,41	0,11	13,31	20,60	0,06	
35	9,7	9,22	3,03	16				0,72	0,19	14,76	40,51	0,11	
33б	9,7	9,22	3,03	21				0,95	0,25	14,76	53,17	0,14	
33	18,02	17,12	5,63	6				0,50	0,13	27,41	52,43	0,08	
33а	12,34	11,72	3,85	12				0,69	0,18	18,77	49,18	0,10	
29	12,34	11,72	3,85	10				0,57	0,15	18,77	40,98	0,09	
28	14,23	13,52	4,44	16				1,06	0,28	21,65	87,19	0,16	
25	14,23	13,52	4,44	13				0,86	0,23	21,65	70,84	0,13	
24	14,23	13,52	4,44	16				1,06	0,28	21,65	87,19	0,16	
23а	9,7	9,22	3,03	12				0,54	0,14	14,76	30,39	0,08	
3 линия 11 абонентов													
№ уч- ка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	ΔU,	ΔU,	I,	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	Сече- ние провод а
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
10	9,7	9,22	3,03	22	0,38	1,84	0,068	0,99	0,26	14,76	55,71	0,15	СИП-4 4x16
12	9,7	9,22	3,03	7				0,32	0,08	14,76	17,72	0,05	
14	9,7	9,22	3,03	8				0,36	0,10	14,76	20,26	0,05	
16	14,23	13,52	4,44	9				0,60	0,16	21,65	49,05	0,09	
18	16,13	15,32	5,04	8				0,60	0,16	24,54	56,01	0,09	
20	21,81	20,72	6,81	7				0,71	0,19	33,18	89,61	0,11	
22	12,34	11,72	3,85	8				0,46	0,12	18,77	32,78	0,07	
22а	12,34	11,72	3,85	8				0,46	0,12	18,77	32,78	0,07	
17	5,86	5,57	1,83	5				0,14	0,04	8,91	4,62	0,02	
16	12,34	11,72	3,85	26				1,49	0,39	18,77	106,55	0,23	
16а	14,23	13,52	4,44	26				1,72	0,45	21,65	141,69	0,26	
4 линия 10 абонентов													
№ уч- ка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	ΔU,	ΔU,	I,	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	Сече- ние провод а
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
15	16,13	15,32	5,04	10	0,38	1,84	0,068	0,75	0,20	24,54	70,02	0,11	СИП-4 4x16
14а	12,34	11,72	3,85	18				1,03	0,27	18,77	73,76	0,16	
14б	9,7	9,22	3,03	19				0,86	0,23	14,76	48,11	0,13	

Окончание таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
13	18,02	17,12	5,63	10	0,38	1,84	0,068	0,84	0,22	27,41	87,39	0,13	СИП-4 4x16
12	12,34	11,72	3,85	27				1,55	0,41	18,77	110,65	0,24	
11	12,34	11,72	3,85	12				0,69	0,18	18,77	49,18	0,10	
10	9,7	9,22	3,03	26				1,17	0,31	14,76	65,84	0,18	
9	9,7	9,22	3,03	12				0,54	0,14	14,76	30,39	0,08	
8	18,02	17,12	5,63	26				2,18	0,57	27,41	227,21	0,33	
7	9,7	9,22	3,03	10				0,45	0,12	14,76	25,32	0,07	

Таблица 20 – Расчёт линий ТП 10-10

1 линия 14 абонентов													
№ участка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	$\Delta U$ ,	$\Delta U$ ,	I,	$\Delta W_{л}$ , кВт·ч	$\Delta W_{л}$ , %	Сечение провода
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
26	16,13	15,32	5,04	11	0,38	1,84	0,068	0,83	0,22	24,54	77,02	0,13	СИП-4 4x16
24	12,34	11,72	3,85	12				0,69	0,18	18,77	49,18	0,10	
22	14,23	13,52	4,44	12				0,80	0,21	21,65	65,39	0,12	
21	12,34	11,72	3,85	19				1,09	0,29	18,77	77,86	0,17	
20	12,34	11,72	3,85	9				0,52	0,14	18,77	36,88	0,08	
19	14,23	13,52	4,44	20				1,33	0,35	21,65	108,99	0,20	
18	9,7	9,22	3,03	13				0,59	0,15	14,76	32,92	0,09	
17	12,34	11,72	3,85	23				1,32	0,35	18,77	94,25	0,20	
2	9,7	9,22	3,03	13				0,59	0,15	14,76	32,92	0,09	
4	19,92	18,92	6,22	14				1,30	0,34	30,30	149,50	0,20	
6	9,7	9,22	3,03	14				0,63	0,17	14,76	35,45	0,10	
8	9,7	9,22	3,03	5				0,23	0,06	14,76	12,66	0,03	
10	9,7	9,22	3,03	4				0,18	0,05	14,76	10,13	0,03	
12	9,7	9,22	3,03	20				0,90	0,24	14,76	50,64	0,14	
2 линия 12 абонентов													
№ участка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	$\Delta U$ ,	$\Delta U$ ,	I,	$\Delta W_{л}$ , кВт·ч	$\Delta W_{л}$ , %	Сечение провода
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	9,7	9,22	3,03	7	0,38	1,84	0,068	0,32	0,08	14,76	17,72	0,05	СИП-4 4x16
2	42,65	40,52	13,32	26				5,16	1,36	64,88	1272,79	0,79	
3	12,34	11,72	3,85	7				0,40	0,11	18,77	28,69	0,06	
4	9,7	9,22	3,03	26				1,17	0,31	14,76	65,84	0,18	
5	9,7	9,22	3,03	7				0,32	0,08	14,76	17,72	0,05	
6	12,34	11,72	3,85	26				1,49	0,39	18,77	106,55	0,23	
22	9,7	9,22	3,03	24				1,08	0,29	14,76	60,77	0,16	
21	9,7	9,22	3,03	22				0,99	0,26	14,76	55,71	0,15	
20	14,23	13,52	4,44	11				0,73	0,19	21,65	59,94	0,11	
19	5,86	5,57	1,83	16				0,44	0,11	8,91	14,79	0,07	
18	12,34	11,72	3,85	8				0,46	0,12	18,77	32,78	0,07	
17	12,34	11,72	3,85	15				0,86	0,23	18,77	61,47	0,13	
3 линия 10 абонентов													
№ уч-ка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	$\Delta U,$	$\Delta U,$	I,	$\Delta W_{л},$ кВт·ч	$\Delta W_{л},$ %	Сече ние провод а
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
25	9,7	9,22	3,03	11	0,38	1,84	0,068	0,50	0,13	14,93	28,51	0,08	СИП-4 4x16
21	9,7	9,22	3,03	15				0,68	0,18	14,93	38,88	0,11	
23	9,7	9,22	3,03	15				0,68	0,18	14,93	38,88	0,11	
25а	16,13	15,32	5,04	16				1,20	0,32	24,82	114,67	0,19	
30	19,92	18,92	6,22	19				1,76	0,46	30,66	207,67	0,27	
29	12,34	11,72	3,85	18				1,03	0,27	18,99	75,50	0,16	
27	12,34	11,72	3,85	22				1,26	0,33	18,99	92,28	0,20	
26	33,18	31,52	10,36	10				1,54	0,41	51,06	303,25	0,24	
24	19,92	18,92	6,22	8				0,74	0,20	30,66	87,44	0,12	
23	16,13	15,32	5,04	20				1,50	0,40	24,82	143,33	0,23	
4 линия 9 абонентов													
№ уч-ка	S	P,	Q,	L,	U,	R,	X,	$\Delta U,$	$\Delta U,$	I,	$\Delta W_{л},$ кВт·ч	$\Delta W_{л},$ %	Сече ние пров ода
-	кВА	кВт	кВАр	м	кВ	Ом	Ом	В	%	А	кВт·ч	%	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
23	18,02	17,12	5,63	12	0,38	1,84	0,068	1,01	0,26	27,41	104,87	0,15	

Окончание таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
27	9,7	9,22	3,03	12	0,38	1,84	0,068	0,54	0,14	14,93	31,10	0,08	СИП-4 4x16
29	9,7	9,22	3,03	15				0,68	0,18	14,93	38,88	0,11	
21a	33,18	31,52	10,36	10				1,54	0,41	51,06	303,25	0,24	
25	9,7	9,22	3,03	12				0,54	0,14	14,93	31,10	0,08	
29a	9,7	9,22	3,03	19				0,86	0,23	14,93	49,24	0,13	
30a	12,34	11,72	3,85	14				0,80	0,21	18,99	58,72	0,13	
28	9,7	9,22	3,03	9				0,41	0,11	14,93	23,33	0,06	
25	16,13	15,32	5,04	19				1,43	0,38	24,82	136,17	0,22	

## 5 Расчет схемы распределительной сети 10 кВ после реконструкции

В связи с увеличением мощности в сети 10 кВ, выполним расчет электрической нагрузки по участкам сети и проведем выбор сечения проводников

Расчет электрической нагрузка в сети 10 кВ выполняется аналогично сети 0,4 кВ.

Расчёты представим в виде таблиц (21,22) как для ТП–11–9, так и для ТП–11–10.

Таблица 21 – Расчётные параметры линии 10кВ до ТП–11–9

S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	I <sub>рас</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	Сечени е	ΣΔU, В	ΔU, %	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	R, Ом/км	X, Ом/км	L, км
469,41	445,9	146,57	27,13	140	СИП 3 3×70	56,46	0,56	3262,71	0,18	0,369	0,278	1,9

Таблица 22 – Расчётные параметры линии 10кВ до ТП–11–10

S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	I <sub>рас</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	Сечени е	ΣΔU, В	ΔU, %	ΔW <sub>л</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>л</sub> , %	R, Ом/км	X, Ом/км	L, км
580,6	551,57	181,29	33,56	140	СИП 3 3×70	73,52	0,74	5254,17	0,24	0,369	0,278	2

### 5.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

Выключатели выбирают по номинальному току  $I_{ном} \geq I_{расч}$ , номинальному напряжению  $U_{ном} \geq U_{ном,у}$ , типу и роду установки.

В качестве примера рассмотрим выбор выключателя для защиты ВЛ<sub>1-2</sub> до ТП11-9.

$U_{номВЛ}=10$  кВ,  $I_{ном.ВЛ}=27,13$  А. Выбираем выключатель ВВТЭ–М–10–20/630 с  $U_{ном}=10$  кВ,  $I_{ном}=630$  А.

Для второй линии выбор осуществляется аналогично, сведем результаты в таблицу 23.

Таблица 23 – Выключатели на 10 кВ

ВЛ	U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>рас</sub> , А	Тип выключателя	I <sub>ном.откл</sub> , А	Кол-во
1	2	3	4	5	6

Окончание таблицы 23

1	2	3	4	5	6
1–2	10	27,13	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
2–3	10	33,5	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1

**5.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ**

Для защиты линий 0,4 кВ будем использовать выключатели ВА 88.

Выключатели выбираем по условиям:  $I_{ном,а} \geq I_{раб}; I_{ном,расц,т} \geq I_{раб}; I_{ном,расц,э} \geq I_{раб}$ .

Таблица 24 – Выбор выключателей на 0,4 кВ

№ ТП		$I_{раб}, А$	$I_{ном,рас} А$	Тип выключателя	$I_{ном,а}, А$	$I_{ном,расц,т}, А$	$I_{откл}, кА$
ТП-11-9	1	322,74	403,42	ВА88-40	500	400	35
	2	391,29	489,11	ВА88-40	500	400	35
ТП-10-9	1	253,08	316,35	ВА88-37	400	320	35
	2	251,61	314,51	ВА88-37	400	320	35
	3	327,89	409,86	ВА88-40	500	400	35
ТП-11-10	1	276,51	345,63	ВА88-40	500	400	35
	2	201,47	251,83	ВА88-37	400	320	35
	3	210,49	263,11	ВА88-37	400	320	35
	4	194,69	243,36	ВА88-37	400	320	35
ТП-10-10	1	261,74	327,17	ВА88-40	500	400	35
	2	244,29	305,36	ВА88-37	400	320	35
	3	241,95	302,43	ВА88-37	400	320	35
	4	194,96	243,7	ВА88-37	400	320	35

## 6 Расчет токов короткого замыкания

### 6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчет токов короткого замыкания на напряжение 10 кВ ведется в относительных единицах.

Схема замещения представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указываются все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания, здесь же указываются точки, в которых необходимо определить ток короткого замыкания.

Сопротивление системы найдем по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{откл}} \text{ (о.е.)} \quad (16)$$

где  $S_{откл}$  –отключающая способность головного выключателя, МВА;

$S_6$  – базисное значение мощности, равное 100 МВА.

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot I_{ном откл} \cdot U_{ном} \text{ (МВА)} \quad (17)$$

где  $I_{ном.откл.}$ ,  $U_{ном.}$  – паспортные данные головного выключателя.

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot 25 \cdot 10 = 433,01 \text{ МВА}$$

Базисное значение тока найдем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{U_6 \cdot \sqrt{3}} \text{ (А)} \quad (18)$$

где  $U_6$  – базисное значение напряжения, равное 10,5 кВ.

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 5,499 \text{ кА}$$

Сопротивления элементов системы электроснабжения приводим к базисным уровням. Сопротивления линий определяются по выражениям:

$$R = r_0 \cdot L \cdot \frac{U_6}{U_6^2} \text{ (о.е.)} \quad (19)$$

$$X = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \text{ (о.е.)} \quad (20)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – удельное активное и реактивное сопротивления линий, Ом/км;  $L$  – длина линии, км.

Расчет сопротивлений сведем в таблицу (25).

Ток короткого замыкания трехфазный определяется по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{Z_{\Sigma}} \cdot I_{б} \text{ (A)} \quad (21)$$

где  $Z_{\Sigma}$  – суммарное сопротивление участка до точки короткого замыкания.

Рассмотрим точку К1 короткого замыкания:

$$Z_c = \frac{S_{б}}{S_{отк}} = \frac{100}{433,01} = 0,23 \text{ о. е.}$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,23} \cdot 5,499 = 23,9 \text{ кА}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I \text{ (A)} \quad (22)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$ ,  $K_{уд} = 1$  (23).

Дальнейший расчет токов короткого замыкания на напряжение 10 кВ сведем в таблицу (26).

Таблица 25 – Расчет сопротивлений

Участок	L, км	F, мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	R, о.е.	X, о.е.
ПС-ТП(11-9)	1,9	35	0,369	0,278	0,63	0,47
ПС-ТП(11-10)	2	35	0,369	0,278	0,66	0,504

Таблица 26 – Расчет токов КЗ в точке К1

Точка КЗ	$Z_{\Sigma}$ , о.е.	$X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$	$K_{уд}$	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$I_{уд}$ , кА
К1-1	0,23	0,75	0,75	23,83	25,208
К2-2	0,23	0,75	0,75	23,83	25,208

Таблица 27 – Расчет токов КЗ в точке К2

Точка КЗ	$Z_{\Sigma}$ , о.е.	$X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$	$K_{уд}$	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$I_{уд}$ , кА
К2-1	0,953	0,75	0,75	5,77	6,10
К2-2	0,994	0,75	0,75	5,53	5,85

## 6.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети до 1 кВ

Для напряжения до 1 кВ при расчете токов короткого замыкания считается, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение на стороне высокого напряжения трансформатора является неизменным.

Расчет выполняется в именованных единицах. Сопротивление элементов системы электроснабжения высшего напряжения приводим к низкому напряжению по формулам:

$$R_H = R_6 \cdot \left( \frac{U_{\text{НОМ,В}}}{U_{\text{НОМ,Н}}} \right)^2 \quad (\text{Ом}) \quad (23)$$

$$X_H = X_6 \cdot \left( \frac{U_{\text{НОМ,В}}}{U_{\text{НОМ,Н}}} \right)^2 \quad (\text{Ом}) \quad (24)$$

где  $R_в$ ,  $X_в$  – сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения;

$R_н$ ,  $X_н$  – сопротивления элементов системы электроснабжения высокого напряжения, приведенные к низкому.

Приведем сопротивления к низкому напряжению по формулам

$$R_{в\Sigma} = 0,63 \text{ Ом};$$

$$X_{в\Sigma} = 0,47 \text{ Ом};$$

$$R_{н\Sigma} = 0,63 \cdot 0,04^2 = 0,001 \text{ Ом};$$

$$X_{н\Sigma} = 0,47 \cdot 0,04^2 = 0,0007 \text{ Ом}.$$

Сопротивления трансформатора ТМ-630 10/0,4

$$R_{тр} = 0,0031 \text{ Ом};$$

$$X_{тр} = 0,013 \text{ Ом}.$$

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высокой стороны трансформатора, должно учитывать переходное сопротивление контактов  $R_{\text{доб}}$ . Поэтому вводим  $R_{\text{доб}} = (15 \div 20) \text{ мОм}$

$$R_{\text{об}} = R_{тр} + R_{\text{доб}} + R_{н\Sigma} = 0,0031 + 0,015 + 0,001 = 0,0191 \text{ Ом}. \quad (25)$$

$$X_{\text{об}} = X_{н\Sigma} + X_{тр} = 0,0008 + 0,013 = 0,0138 \text{ Ом}. \quad (26)$$

Суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{\Sigma})^2 + (X_{\Sigma})^2} \quad (27)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{0,0191^2 + 0,0138^2} = 0,0235 \text{ Ом.}$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К1 найдем по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} \text{ (кА)} \quad (28)$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,0235} = 5,44 \text{ кА}$$

Из соотношения  $X_{\Sigma}/R_{\Sigma}$ ,  $K_{\text{уд}}=0,75$

Ударный ток для точки К1:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 0,75 \cdot 5,44 = 5,85 \text{ кА}$$

Таблица 28 – Расчет токов КЗ в точке К3

№ ТП	$R_{\text{H}\Sigma}$ , Ом	$X_{\text{H}\Sigma}$ , Ом	$R_{0,4}$ , Ом	$X_{0,4}$ , Ом	$R_{\text{тр}}$ , Ом	Z, Ом	$I^{(3)}_{\text{кз}}$ , кА	$I_{\text{уд}}$ , кА
КЗ-1	0,0010	0,0008	0,047	0,0171	0,0191	0,0243	5,44	5,85
КЗ-2	0,0011	0,0008	0,044	0,0159	0,0192	0,0239	5,526	5,57

Длина линии до абонента №15  $L=0,017$  км. Сопротивления линии до абонента №15:

$$R_{0,4} = 1,84 \cdot 0,017 = 0,03 \text{ Ом};$$

$$X_{0,4} = 0,068 \cdot 0,017 = 0,001 \text{ Ом.}$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 28.

Таблица 28 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ в точке К4

№ ТП	$R_{0,4}$ , Ом	$X_{0,4}$ , Ом	Z, Ом	$I^{(3)}_{\text{кз}}$ , кА	$I_{\text{уд}}$ , кА
КЗ-1	0,03	0,001	0,053	4,36	4,62
КЗ-2	0,05	0,002	0,0807	2,89	3,06

## 7. Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников

Качество напряжения зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети. Отклонения напряжения согласно ГОСТ не должны выходить в нормальном режиме работы, за пределы  $(-10 \div +10) \%$  от  $U_{ном}$

Отклонения напряжения на каждом участке определяем по формуле.

$$V = \frac{(U_{ип} - \Delta U_{участка}) - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (29)$$

где  $V$  – отклонение напряжения на исследуемом участке (%);

$U_{ном}$  – номинальное напряжение (В);

$U_{ип}$  – напряжение на источнике питания (В);

$\Delta U_{участка}$  – потери напряжения на участке (В)

Величина напряжения на источнике питания за счет встречного регулирования в зависимости от режима работы следующая:

- В максимальном режиме  $1,05U_{ном}$ ;
- В минимальном режиме  $U_{ном}$ ;
- В послеаварийном режиме  $(1,05 \div 1,1) U_{ном}$ .

Расчет будем производить:

1. Для самого удаленного электроприемника абонент №15;

Отклонения напряжения для самого удаленного электроприемника

ПС–ТП:

$L=1,9$  км;

$r_0=0,369$ ;  $x_0=0,278$ ;

$\cos\varphi=0,95$ ,  $\sin\varphi=0,5$ ;

$I_{max}=27,13$  А;

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 27,13 \cdot 1,9 \cdot (0,369 \cdot 0,95 + 0,278 \cdot 0,5) = 42,46 \text{ В};$$

$$U_1 = 10500 - 42,46 = 10457,5 \text{ В};$$

Потери напряжения в трансформаторе:  $\Delta U_{тр} = 59,95$  В

$$U_2 = 10457,5 - 59,95 = 10397,59 \text{ В}.$$

Приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_3 = 10397,59 \cdot 0,038 = 395,1 \text{ В};$$

ТП-ЛЭП:

$$L = 0,275 \text{ км};$$

$$r_0 = 0,164; x_0 = 0,059;$$

$$\cos\varphi = 0,95, \sin\varphi = 0,5;$$

$$I_{\max} = 391,24 \text{ А};$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 391,24 \cdot 0,275 \cdot (0,164 \cdot 0,95 + 0,059 \cdot 0,5) = 33,98 \text{ В};$$

$$U_4 = 395,10 - 33,98 = 361,12 \text{ В};$$

ЛЭП-Абонент №15:

$$L = 0,017 \text{ км};$$

$$r_0 = 0,184; x_0 = 0,068;$$

$$\cos\varphi = 0,95, \sin\varphi = 0,5;$$

$$I_{\max} = 21,45 \text{ А};$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 21,45 \cdot 0,017 \cdot (0,184 \cdot 0,95 + 0,068 \cdot 0,5) = 0,02 \text{ В};$$

$$U_5 = 361,12 - 0,02 = 361,1 \text{ В};$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{10457,54 - 10000}{10000} \cdot 100 = 4,5 \text{ \%}.$$

$$V_2 = \frac{361,12 - 380}{380} \cdot 100 = -4,95 \text{ \%}.$$

$$V_3 = \frac{361,1 - 380}{380} \cdot 100 = -4,5 \text{ \%}.$$

Таблица 28 – Максимальный режим

Линия	$I_{\text{раб}}$ , А	L, км	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	U, В	$\Delta U_{\text{тр}}$ , В	V, %
ПС-ТП	27,13	1,9	0,95	0,55	0,369	0,278	42,46		4,50%
Тр-р								59,95	
ТП-ЛЭП	391,24	0,275	0,95	0,55	0,164	0,059	33,98		-
ЛЭП-№15	21,45	0,017	0,95	0,55	1,84	0,068	0,02		-4,9

Таблица 29 – Минимальный режим

Линия	И <sub>раб</sub> , А	L, км	cosφ	sinφ	r <sub>о</sub> , Ом/ км	x <sub>о</sub> , Ом/ км	U, В	ΔU <sub>тр</sub> , В	V, %
ПС-ТП	10,85	1,9	0,95	0,55	0,369	0,278	16,98		4,80 %
Тр-р								59,95	
ТП-ЛЭП	156,49	0,275	0,95	0,55	0,164	0,059	13,59		0,65 %
ЛЭП- №15	8,58	0,017	0,95	0,55	1,84	0,068	0,04		0,64 %

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были получены следующие результаты.

Была проведена реконструкция схемы электроснабжения X жилого района в границах улиц Аскизская-Никольская после перевода на электроотопление.

Рассчитаны мощности и загрузки трансформаторов, разработан вариант схемы электроснабжения электрической сети, выбрано конструктивное исполнение линий и трансформаторных подстанций, было выбрано защитное оборудование, произведен расчет максимальных и минимальных режимов выбранного варианта сети.

Выполнен анализ качества напряжения у характерных электроприёмников, проведённый для различных режимов работы который показал, что отклонение напряжения лежат в допустимых пределах.

Система электроснабжения реконструирована с учетом современных требований к системам, таким как надежность, экономичность, безопасность для человека и окружающей среды.

В ходе работы были выполнены все поставленные задачи.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Веников, В.А. Расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий: Москва. – Энергоатомиздат, 2013.- 434 с.
2. Ермилов, А. А. Проектирование промышленных электрических сетей. – 2-е изд., перераб. и доп. А. А. Ермилов, В. С. Иванов, Ю. В. Крупович: Под ред. В. И. Круповича. – М.: Энергия, 2014. – 328 с.
3. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – Москва: Энергоатомиздат, 2014. – 287с.
4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание. Главы 1.1-1.2, 1.7-1.9, 2.4-2.5, 4.1-4.2, 7.1-7.2, 7.5-7.6, 7.10, раздел 6. – М.: Ростехнадзор, 2010. – 411 с.
5. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 131 с.
6. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2008. – 27 с.
7. Солдаткина, Л.А. Электрические системы и сети. М.: Энергия, 1978. - 216 с.
8. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий; дата введ. 01.01.2004. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2014. – 65 с.
9. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под редакцией Д.Л. Файбисовича. – Москва: Изд-во НЦЭНАС, 2012.-320с.
10. Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2т./ под общ. ред. А. А. Фёдорова.– Москва : Энергоатомиздат, 2014. – Т.2. – 592 с.
11. Постановление президиума правительства Республики Хакасия от 11.08.2022 № 147-п. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://r-19.ru/documents/140/134662.html>

12. Информация о проводах изолированных для воздушных линий передач. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://k-ps.ru/spravochnik/provoda-izolirovannyye/dlya-vozdushnyix-linij-peredach/>

13. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. – 4-е издание, перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2012. – 638 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.elec.ru/viewer?url=files/2019/11/26/andreev-va-releynaya-zaschita-i-avtomatika-sistem.pdf>

14. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2014. – 252 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.elec.ru/viewer?url=files/2019/11/26/andreev-va-releynaya-zaschita-i-avtomatika-sistem.pdf>

15. Вакуумные выключатели серии ВВТЭ-М-Р-10. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rosvacuum.com/magazin/product/vakuumnye-vyklyuchateli-serii-vvte-m-r-10>

16. Автоматические выключатели серии ВА88. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://keaz.ru/catalog/>

17. ГОСТ-Р-50571-4-43-2012 Электроустановки низковольтные. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2017/09/12/GOST-R-50571-4-43-2012.pdf>

18. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. т Электрооборудование / Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатом- издат, 2007. – 602 с.

19. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИН- ФРА–М, 2010. – 214 с.

20. Дулесова Н. В. Системы электроснабжения. Курсовое проектирование. [Электронный ресурс]: учебный метод. пособие / сост. Н. В. Дулесова; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Электрон. текстовые, граф. дан. (2,68 МБ). – Абакан: ХТИ – филиал СФУ, 2016. – 72 с.

21. Постановление о внесении изменений в государственную программу Республики Хакасия «Охрана окружающей среды, воспроизводство и использование природных ресурсов в Республике Хакасия», утвержденную постановлением Правительства Республики Хакасия от 17.01.2022 № 09. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://r-19.ru/documents/8585/125787.html>

22. Положение об организации проведения сводных расчетов загрязнения атмосферного воздуха, включая их актуализацию, на территории Республики Хакасия от 29.06.2021 № 325. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://r-19.ru/documents/7844/117914.html>

23. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавец, Н.А. Черемисинова. - СПб.: Лань, 2011. - 192 с.

24. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - М.: ИЦ Академия, 2013. – 320 с.

25. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов/ А.А. Федоров, Л.Е. Старкова – Москва: Энергоатомиздат, 2017. – 368 с

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАО ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
Институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С. Торопов

подпись инициалы, фамилия

« 03 » 04 2023 г.

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

«Перевод жилых домов частного сектора на электроотопление в X жилом  
районе г. Абакана в границах улиц Аскизская-Никольская»

тема

Руководитель Дулесова Н.В. 29.06.2023 доцент, к.э.н.  
подпись, дата должность, ученая степень

Н.В. Дулесова  
инициалы, фамилия

Выпускник И.И. 22.06.2023  
подпись, дата

А.П. Сидоркин  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер К.А. 29.06.2023  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2023