

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

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ 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 – река Ташеба  
тема

Руководитель	_____	<u>доцент каф. ЭМиАТ, к.э.н</u>	<u>Н.В. Дулесова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>М.Г. Виноходова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормаконтролер	_____		<u>И.А. Кычакова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Абакан 2023

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

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

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ А.С. Торопов  
подпись    инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**





## REPORT

The final qualifying work on the topic "The transfer of private sector residential buildings to electric heating in the X residential area of Abakan within the boundaries of the streets: Askizskaya – Tasheba River" contains 55 pages of a text document, 12 figures, 14 tables, 25 sources used, 1 appendix.

### CHOICE OF EQUIPMENT, RECONSTRUCTION, POWER SUPPLY, PRIVATE SECTOR, VOLTAGE, LINE, ELECTRICAL EQUIPMENT.

The object of calculation is the power supply system of residential buildings of the private sector of the X microdistrict of Abakan

The subject of the study is the methods of determining the parameters of the power supply system.

The main issues of reconstruction of the design of a private array include: construction zoning, architectural and planning organization, selection of substation types, considering the specifics of everyday life and amenities of the population. The interest of the population in suburban, individual housing construction is growing, so the relevance of the development of settlements has increased.

The purpose of this final qualifying work is to select and redistribute the power supply scheme of the private sector electric grid in order to provide the population with high-quality electricity. To achieve this goal, an analysis of the existing power supply scheme was carried out in the work for the loading of elements of the power supply system, a variant of the pre-distribution of the power supply scheme of the electric network was developed, the design of lines and transformer substations was selected.

During the work, the loads on the houses being put into operation were calculated and a new power supply scheme was designed. For these objects, calculations of the electrical load were carried out and elements of the power supply system were selected. The design decisions made must correspond to the modern technological level.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Теоретическая часть.....	9
1.1 Место расположения, климатические условия.....	9
1.2 Теория о проектировании систем электроснабжения частных секторов.....	11
1.3 Нормативно-правовые акты, стандарты.....	14
2 Обоснование перевода жилых домов частного сектора на электроотопление.....	16
2.1 Характеристика и анализ современного состояния территории.....	16
2.1.1 Анализ существующей системы электроснабжения.....	17
2.2 Реконструкция системы электроснабжения в связи с переходом на электроотопление.....	24
3 Расчет электрической сети 10 кВ после перевода.....	28
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов.....	28
3.2 Выбор оборудования распределительной сети.....	29
3.2.1 Выбор сечений проводов на напряжение 0,4 кВ.....	29
3.2.2 Выбор сечений проводов на напряжение 10 кВ после реконструкции.....	31
3.3 Выбор оборудования распределительной сети.....	37
3.3.1 Выбор оборудования на 10 кВ.....	37
3.4 Расчет токов короткого замыкания.....	38
3.4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	38
3.4.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ.....	42
3.4.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ в жилом секторе.....	42
3.5 Мероприятия по повышению надежности.....	45
3.6 Экономическая обоснованность.....	49
Заключение.....	51
Список сокращений.....	52
Список использованных источников.....	53
Приложение.....	

## ВВЕДЕНИЕ

За последние 20 лет практически в семь раз увеличилось строительство малоэтажного жилья в России. Доступность такого жилья для российских граждан среднего класса способствует решению проблем с обеспеченностью жильем.

Благодаря изменениям в законодательстве в части увеличения количества прав и свобод россиян в области земельных отношений развитие загородного малоэтажного строительства стало в строительной отрасли самостоятельным сегментом бизнеса, которое в свою очередь положительно влияет на развитие современной домостроительной промышленности как в части производства строительных материалов, так и в части создания новых комплексных технологических решений для индивидуального домостроения.

В России коттеджная застройка в подавляющем большинстве случаев представляет собой независимый жилой комплекс, расположенный на небольшом удалении от границ города.

Современные технологии, использующие новые инновационные решения, позволяют возводить малоэтажное жилье без применения тяжелой строительной техники и дорогих строительных материалов, что в свою очередь позволяет снизить себестоимость построенных объектов и сокращает сроки ввода в эксплуатацию.

По результатам анализа доля строительства жилья в многоквартирных домах в общем количестве вводимых объектов составляет 47%, а в частной малоэтажной застройке – 53%.

Основные проблемы, негативно влияющие на развитие малоэтажного строительства в России, включают в себя:

1. недостаточное количество земельных участков, которым можно было бы использовать под малоэтажную застройку, а также отдаленность имеющихся доступных участков от городской инфраструктуры;

2. продолжительные сроки согласований и высокая стоимость подключения к инженерным сетям: водопроводу, канализации и электрическим сетям;

3. введение высокой себестоимости строительства, низкая привлекательность проектов малоэтажного строительства для инвесторов и трудности с привлечением финансовых ресурсов.

Несмотря на имеющиеся в сфере малоэтажного домостроения проблемы, его приоритетный статус поддерживается всей экономикой страны программно-целевыми методами с элементами государственно-частного партнерства.

В рамках поддержки малоэтажного домостроения предусмотрены три основные обязанности государства и муниципалитетов:

1. бесплатно выделять земельные участки гражданам, объединившимся в малоэтажный кооператив;

2. за счет местного бюджета обеспечить будущий участок инженерной инфраструктурой;

3. предложить кооперативу готовые типовые архитектурные планы, которые специально разработаны для таких поселков.

Мировой опыт строительства малоэтажных поселков с развитыми инфраструктурами показывает перспективность такого строительства и позволяет сделать жилье более доступным для населения страны.

Не смотря на очевидные плюсы, развитие малоэтажного строительства в России имеет свои негативные стороны, одной из которых является ухудшение экологической обстановки в районах, где предпочтительным видом отопления для населения является печное. При его использовании производится большое количество выбросов в атмосферный воздух продуктов сгорания топлива, таких как углекислый и угарный газы, сажа и другие вредные вещества.

С целью снижения вредного воздействия на атмосферный воздух в регионе рассматривается возможность перевода жителей малоэтажных частных домов с печного отопления на электрическое.



## **1 Теоретическая часть**

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

#### *Место расположения*

Город Абакан является столицей Республики Хакасия. Город расположен в устье р. Абакан, впадающей в р. Енисей, в 3390 км восточнее Москвы. Город находится на расстоянии 271 км от Красноярска (по прямой Красноярск – Абакан), 17 км от Минусинска (по прямой), 15 км от Черногорска (по прямой) и 301 км от Кызыла (по прямой). Абакан расположен на юге Сибири, в центре азиатского материка, примерно на одной параллели с Магнитогорском, Минском и Гамбургом. Город находится в центре Минусинской котловины, а сама котловина является огромной чашей. Граниями котловины служат горы Кузнецкого Алатау на западе, скальные образования Западного Саяна на юге и востоке, а хребты Восточного Саяна на севере. С юга на север котловину пересекает одна из самых больших рек России - река Енисей. В самом центре Минусинской котловины с юго-западной стороны река Абакан впадает в Енисей. Именно в месте впадения и расположен город Абакан.

#### *Климат*

Город Абакан расположен в зоне с резко континентальным климатом. Зима здесь умеренно суровая и продолжительная. Лето тёплое, с редкими периодами жаркой погоды. Весна обычно начинается со второй декады апреля, а зима с последней декады октября. Климат смягчается благодаря влиянию естественных аккумуляторов тепла, а именно водам рек Абакан, Ташеба и Енисей. В отдельные годы наблюдалось выпадение снега в июне и августе, в горах в июле. Заморозки могут быть практически в любом месяце. Межсезонья обычно короткие и холодные. В данном климате характерны большие суточные перепады температуры.

- Среднегодовая температура воздуха: +1,4 °С.
- Относительная влажность воздуха: 69 %.
- Средняя скорость ветра: 2,2 м/с.

## **1.2 Теория о проектировании систем электроснабжения частных секторов**

Проектирование электрических станций, подстанций, электрических сетей и систем предполагает составление описаний еще не имеющихся объектов, предназначенных для производства, передачи, а также распределения электроэнергии. Эти описания в графическом и текстовом виде являются содержанием проекта, т. е. совокупность документов, которые необходимы для того, чтобы создать новое энергетическое оборудование и установки.

Проектирование систем электроэнергетики и установок состоит из трех основных этапов:

1. рассмотрения перспектив развития в течение 15–20 лет;
2. перспективного проектирование в течение 10 лет;
3. уточнение проектов в течение 5 лет.

Первым этапом является технические и экономические отчеты по развитию энергетики регионов и в целом страны. Определяется суммарная нагрузка потребителей, нагрузка теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), конденсационных, гидравлических, атомных и гидроаккумулирующих электростанций, их размещение, состав энергетических блоков, необходимого резерва.

Второй этап – разработка схем энергообъединения, определение состава станций каждой энергосистемы, пропускная способность межсистем и межсистемных линий.

Третий этап уточняет и корректирует схемы энергетического развития страны, районов, ведется конкретная разработка намеченных вторым этапом и утвержденных третьим этапом объектов: станции подстанции, линии электропередачи, сетей. Так же на этом этапе проверяются технические показатели выполнения планового решения, определены необходимые инвестиции или проверяется достаточность предполагаемых инвестиций.

Проектирование электростанций и подстанций является составляющим единой энергетической системы (ЕЭС), объединенной энергосистемы (ОЭС) или районной электроэнергетической системы (ЭЭС).

Основными целями проектирования электростанций, подстанций, сетей и энергосистем являются:

1. производить, передавать и распределять заданное количество электроэнергии, согласно заданному графику потребления;
2. обеспечить надежную работу установок и энергосистем в целом;
3. установить качество электрической энергии;
4. снизить капитальные затраты на строительство установок;
5. сократить ежегодные расходы и потери при эксплуатации установки энергосистемы.

В Абакане работает экологическая сигнальная сеть (рисунок 1). Пока работают только три из десяти датчика, но очевидно, что Абакан стал одним из самых грязных городов Сибири, хотя промышленности в нём нет. При этом с воздухом частного сектора хуже всего.



Рисунок 1– Карта расположения частного сектора с печным отоплением в городе Абакан

В Абакане не существует крупных производственных предприятий, но есть частная сфера, которая отапливается углем. За последние 10 лет число частных домов в городе увеличилось до 15 тысяч. Из них в центральное отопление подключено около тысячи домов, остальные – от печи.

Достоинства электрического отопления по сравнению с печным:

- Эффективность. Обычная печь, в том числе имеет в виду и котлы длительного горения, теплотери высокие (до 40% тепла буквально уходит в трубу), расход угля большой, остается много золы. ТЭЦ работает гораздо эффективнее: для того, чтобы произвести тепловую энергию, необходимо меньше топлива. А из-за высокой температуры котлов уголь практически прогорает полностью, остается мало золы.

- Наличие фильтров. В частных домах владельцы не устанавливают очистную технику на трубах дыма. Зато на каждой станции установлены фильтры, на Абаканской ТЭЦ они очищают 99,7% уходящих газов.

- Контроль качества угля. На станциях обязательно проверяют топливо. Перед отправкой угля в топку образцы каждого поступившего продукта проходят химанализ. Только после того, как уголь прошел проверку на содержание золы, углекислого газа, уровня влаги, а также на еще десятки показателей можно его использовать на ТЭЦ. Таких проверок не проходит уголь, который сжигают жители домов в печах.

- Высота дымовых труб. Чем больше источник выброса, тем больше площадь рассеяния. В частном доме дымовая труба расположена на уровне 5–7 метров, вся взвешенная часть оседает на высоте 3 метра. Как говорят экологи, «в дыхательной зоне человека». Если выброс источника находится на высоте 50 м, то в верхней части воздуха рассеиваются исходные газы.

- Местоположение. Малый котел и печь в частном секторе влияет на экологию конкретного района и всего города. Чем ближе к жилым домам расположен тепловой источник, тем больше выбросов в атмосферу города.

Когда люди рассуждают о наиболее удобном и экологичном способе отопления регионов Сибири – речь идет о газификациях, а также о

использовании электроэнергии в качестве теплового источника. Но первая версия была только в долгосрочной перспективе, вторая оказалась для жителей дорогостоящей. Эксперты-экологи говорят о том, что перевод более 4 тыс. домов г. Абакан на центральное отопление снизит выбросы минимум на 10%. А это лишь минус полторы тонны загрязнения атмосферы Абакана в год.

Сравнение электрического и печного отопления.

*Печное отопление.* Перед началом отопления следует разрабатывать проект. В процессе разработки проекта определяются точные места для печи, которые максимально близки к центру. Задняя стенка обогреет дом, лицевая часть печки должна быть повернута в кухню. Ведь с помощью печи можно не просто обогреть дом, а использовать для питания. Обычно для отопления дома предполагается кладка кирпичной печки на специальный вид раствора глины. Структура печи включает в себя следующие компоненты: топка, котел, сборник золы, дымоходную трубу.

Источником тепла является пламя в нижней части, а также дым, который поступает в трубу по котлам.

*Центральное отопление.* Само по себе это разветвлённый масштабный комплекс с циркуляцией теплоносителя от поставщика энергоресурсов к потребителю. Такой комплекс представляет собой ТЭЦ или котельная. В первом случае вода греется за счёт пара, который вырабатывают турбины. Во втором – есть высокомоощный теплообменник, который работает на природном газе, мазуте и др.

Частное жильё с центральным отоплением становится также звеном цепочки – потребителем, обладающим всеми особенностями функционирования проекта. Среди ее преимуществ пользователю стоит отметить:

1. отсутствие потребности в ремонте и техобслуживании в случае, когда коммунальные службы берут на себя ответственность;
2. доступность услуг;
3. надёжность и бесперебойность передачи тепла, если поставщик должен четко включить систему централизованного управления в соответствии с

графиком, и обеспечить безотлагательное устранение возможной неисправности.

Несмотря на эффективность и положительный момент использования ТЭЦ и котельных использование электроотопления эффективнее и экологичнее. Однако население неохотно переходит на электроотопление из-за высокой стоимости электрической энергии. Поэтому с целью снижения затрат на приобретение электрической энергии Правительством г. Абакан было принято решение о переводе жителей X района с печного отопления на электроотопление. При этом при использовании электроотопления нет необходимости в прокладке тепловых трубопроводов и их последующего обслуживания, так же исключен выброс загрязнений в атмосферу.

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

Основным нормативно-правовым актом, нацеленным на перевод частных секторов с печного отопления на электроотопление, является Постановление Правительства Республики Хакасия «О внедрении на территории Республики Хакасия Пилотного проекта по переводу частных домовладений с печного отопления на электроотопление».

В данном документе прописаны основные направления развития в целях организации мероприятия, снижению общего объема выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на территории Республики Хакасия и улучшению качества атмосферного воздуха:

✓ В первую очередь внедрить на территории Республики Хакасия Пилотный проект по переводу частных домовладений с печного отопления на электрическое отопление (далее - Пилотный проект).

✓ Установление, 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 из республиканского бюджета.

✓ Установление, 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, ... части размера платежа за электроэнергию, потребляемую в частных домовладениях, переводимых на электрическое отопление, порядок уплаты которой на период реализации пилотного проекта присоединившимися к пилотному проекту потребителями электрической энергии изменен в соответствии с параметрами пилотного проекта (далее - недополученные доходы).

✓ Рекомендовать в целях реализации Пилотного проекта собственникам и владельцам домовладений, являющимся потребителями электрической энергии на территориях присоединиться к участию в реализации Пилотного проекта, заключив дополнительные соглашения к договорам энергоснабжения с энергосбытовыми организациями, предусмотренные параметрами пилотного проекта, об изменении порядка оплаты услуг энергоснабжения».

## **2 Обоснование перевода жилых домов на электроотопление**

### **2.1 Характеристика и анализ современного состояния территории**

Город Абакан интенсивно застраивается в западном направлении малоэтажной усадебной застройкой. Для застройки характерна в основном чёткая прямоугольная сетка улиц с участками - 1000 – 1200 м<sup>2</sup>. X жилой район вторая очередь расположен в юго-западной части г. Абакана. Проектируемая территория ограничена р. Ташеба с запада и севера, с восточной стороны отрезана федеральной трассой М-54 от V района, а с юга отделена ул. Аскизской от IX района.

Жилой район является территорией нового освоения, выделенной под индивидуальную застройку усадебного типа. В настоящий момент на 30% участков построены дома, на 25% ведётся активное строительство (в разной стадии). Район отличается минимальная инфраструктурная обеспеченность, низкая степень благоустройства, а также недостаточная развитость элементов транспортной инфраструктуры.

Общая площадь жилищного фонда района составляет 36,4 тыс. м<sup>2</sup>.

Планировочная структура селитебной территории подчинена внешним, ограничивающим территорию факторам (карьер, река, дорога, дачный массив). Транспортная схема также подчинена этим основным элементам, оказавшим влияние на трассировку улиц жилого района.

Вся жилая зона жилого района – усадебная застройка, представленная многоквартирными жилыми домами до 3 этажей, с приусадебными участками, решённая в виде кварталов (рисунок 2).





Рисунок 2 – План электроснабжения 2-ой очереди X района города Абакан

### 2.1.1 Анализ существующей системы электроснабжения

В настоящее время существует 277 жилых домов, которые обслуживаются следующими подстанциями: ТП-10-14 (рисунок 3) обслуживают 67 домов с площадями от 50 до 400 м<sup>2</sup> и мощностью от 15 до 50 кВт; ТП-10-15 (рисунок 4) – 80 домов с площадями от 90 до 500 м<sup>2</sup> и мощностью от 15 до 85 кВт; ТП-10-16 (рисунок 5) – 39 домов с площадями от 45 до 300 м<sup>2</sup> и мощностью от 15 до 30 кВт; ТП-10-17 (рисунок 6) – 26 домов с площадями от 60 до 300 м<sup>2</sup> и мощностью

от 15 до 40 кВт. Сети выполнены СИП 95 с сечением 4x95 мм<sup>2</sup> и СИП 120 сечением 4x120 мм<sup>2</sup>.

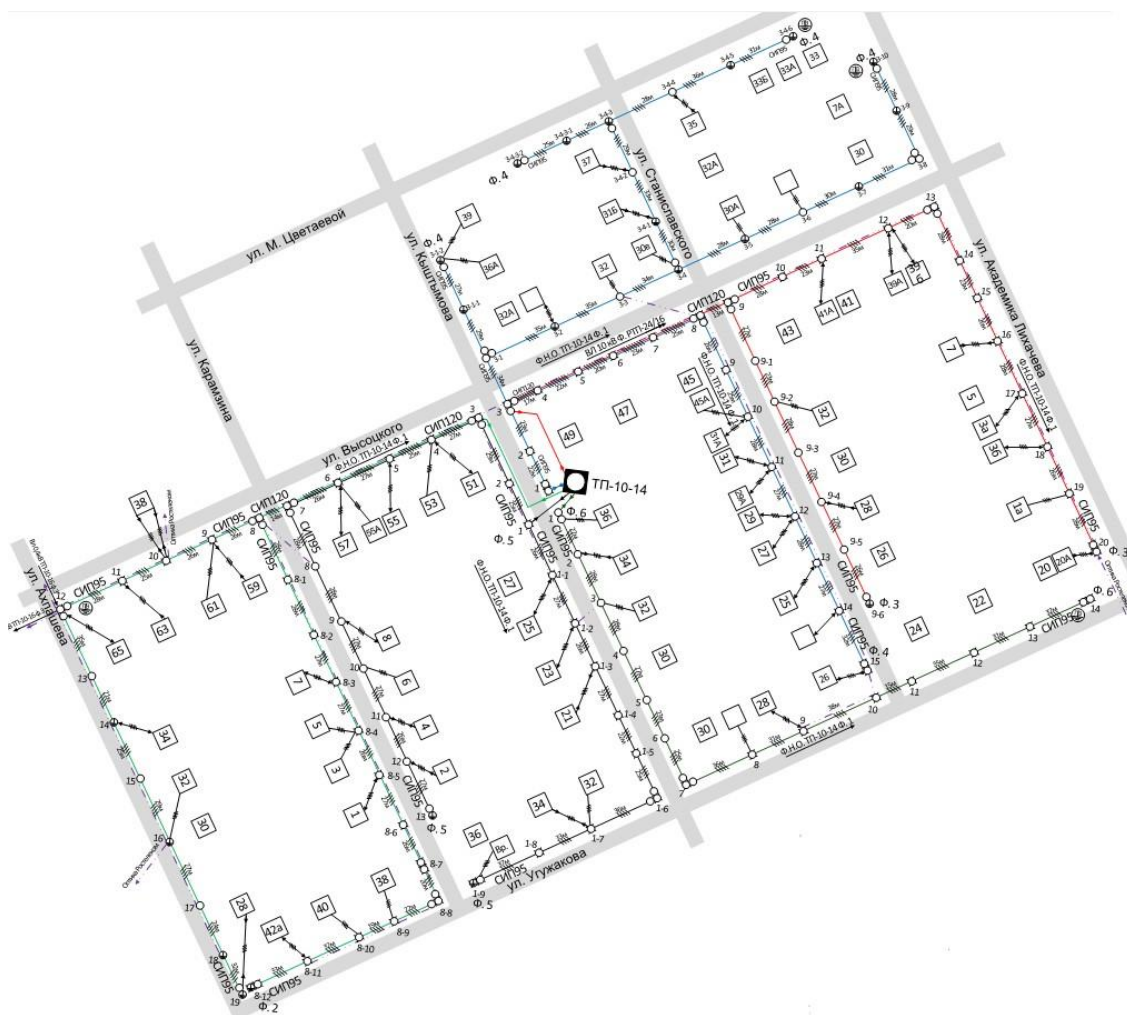


Рисунок 3 – Схема ТП-10-14 на пересечении улиц Высоцкого и Кыштымова





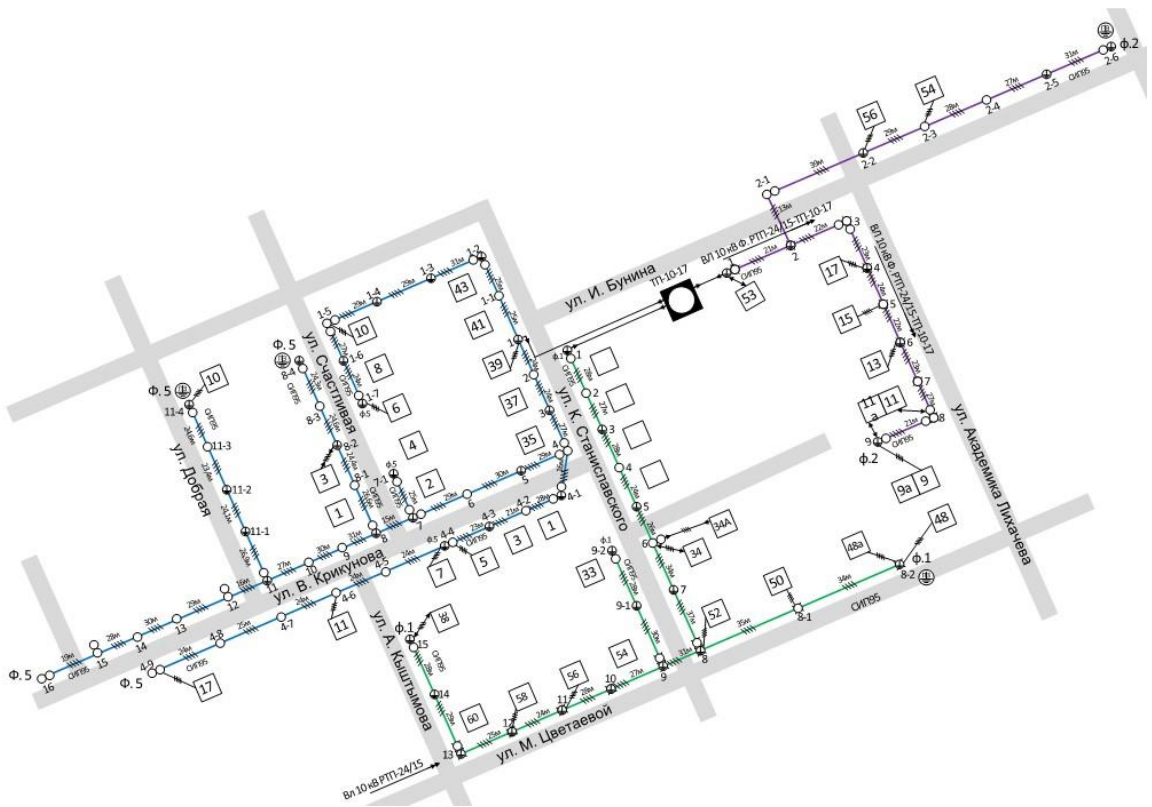


Рисунок 6 – Схема ТП-10-17 на пересечении улиц Ивана Бунина и Константина Станиславского

При расчете электрического котла для дома следует учитывать, что электроприборы обладают разными рабочими характеристиками, а одна из главных – тепло показатель. Он нужен для того, чтобы восполнить потери тепла в доме и обеспечить регулярное горячее водоснабжение.

Для того, чтобы установить электрокотел – расчет мощности выполняют по формуле:

$$P_k = \frac{S \cdot P_{уд}}{10^2}, \text{ (кВт)} \quad (2.1)$$

где  $P_k$ - 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.

Для примера возьмем дом, на улице Константина Станиславского абонента 12 и Марины Цветаевой абонента 54, запитанного от ТП-10-14.

Дом абонента 12: площадь дома 387,1 м<sup>2</sup>, тогда, подставив значения в формулу 2.1 получим:

$$P_{K12} = \frac{387,1 \cdot 1}{100} = 3,87 \text{ кВт}$$

$$P_{K54} = 0,9 \text{ кВт}$$

Выберем котел в соответствии с таблицей 2.1 и исходными данными по домовладениям, приведенными в таблице П 1.

Таблица 2.1 – Параметры выбора электрокотла.

Наименование	Модель котла ZOTA «Lux»								
	30	45	60	75	90	120	150	180	210
Ориентировочная отапливаемая площадь, м <sup>2</sup>	30	45	60	75	90	120	150	180	210
Номинальная потребляемая мощность, кВт	3	4,5	6	7,5	9	12	15	18	21
Значение потребляемой мощности для 2 ступени, кВт:	2	3	4	5	6	8	10	12	14

Суммарная нагрузка отдельного жилого дома с учетом мощности выбранного котла и силовой и осветительной нагрузки дома:

$$P_{\text{общ}12} = (P_k + P_{\text{расч}}), (\text{кВт}) \quad (2.2)$$

где  $P_{\text{расч}}$  – мощность силовой и осветительной нагрузки дома. (Для домовладений площадью до 50 м<sup>2</sup> – 5,25 кВт, до 90 м<sup>2</sup> – 6,36 кВт и свыше 100 м<sup>2</sup> – 7,54 кВт);

$K_3$  – коэффициент спроса, равный 0,85.

Тогда для абонента 12 общая мощность составит  $P_{\text{общ}} = (3,87 + 7,54) = 11,41$  кВт, а для абонента 54 –  $P_{\text{общ}} = 7,26$  кВт.

Сведем полученные результаты домовладений в таблицу 2.2

Таблица 2.2 – Анализ полученных значений

Адрес	S, м <sup>2</sup>	P <sub>заявл</sub> , кВт	P <sub>к</sub> , кВт	P <sub>расч</sub> , кВт	P <sub>общ</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
ТП-10-14					
Ак. Лихачева, абонент 1	200	15	2,0	7,54	9,54
Ак. Лихачева, абонент 2	198,5	15	2,0	7,54	9,53
Ак. Лихачева, абонент 3	198,2	15	2,0	7,54	9,52
Ак. Лихачева, абонент 4	349,3	25	3,5	7,54	11,03
В. Высоцкого, абонент 5	164,8	15	1,6	7,54	9,19
В. Высоцкого, абонент 6	239,1	30	2,4	7,54	9,93
В. Высоцкого, абонент 7	196,6	15	2,0	7,54	9,51
В. Высоцкого, абонент 8	329,9	15	3,3	7,54	10,84
В. Высоцкого, абонент 9	0	15	0,0	6,63	8,53
В. Высоцкого, абонент 10	277,4	25	2,8	7,54	10,31
К. Станиславского абонент 11	0	50	0,0	6,36	6,36
К. Станиславского абонент 12	387,1	15	3,9	7,54	11,41
К. Станиславского абонент 13	86	15	0,9	6,36	7,22
К. Станиславского абонент 14	0	15	0,0	6,36	8,26
К. Станиславского абонент 15	193,1	15	1,9	7,54	9,47
К. Станиславского абонент 16	179,1	15	1,8	7,54	9,33
К. Станиславского абонент 17	0	30	0,0	6,36	8,26
К. Станиславского абонент 18	145,5	0	1,5	7,54	9,00
К. Станиславского абонент 19	183	15	1,8	7,54	9,37
К. Станиславского абонент 20	403	30	4,0	7,54	11,57
А. Кыштымова, абонент 21	0	15	0,0	6,36	6,36
А. Кыштымова, абонент 22	212,8	15	2,1	7,54	9,67
А. Кыштымова, абонент 23	0	15	0,0	6,36	6,36
А. Кыштымова, абонент 24	0	15	0,0	6,35	6,35
В. Высоцкого, абонент 25	190,1	15	1,9	7,54	9,44
В. Высоцкого, абонент 26	306,3	15	3,1	7,54	10,60
В. Высоцкого, абонент 27	184,6	15	1,8	7,54	9,39
В. Высоцкого, абонент 28	187,2	15	1,9	7,54	9,41
В. Высоцкого, абонент 29	259,6	30	2,6	7,54	10,14
им. В. А. Угужакова, абонент 30	0	15	0,0	6,36	8,26
им. В. А. Угужакова, абонент 31	350	40	3,5	7,54	11,04
Н.Карамзина, абонент 32	164,3	15	1,6	7,54	9,18
Н.Карамзина, абонент 33	210	40	2,1	7,54	9,64
Н.Карамзина, абонент 34	1	15	0,0	5,28	7,18
Н.Карамзина, абонент 35	0	15	0,0	6,36	8,26
А. Кыштымова, абонент 36	0	15	0,0	6,36	6,36
А. Кыштымова, абонент 37	191,5	15	1,9	7,54	9,46
А. Кыштымова, абонент 38	225,2	15	2,3	7,54	9,79
А. Кыштымова, абонент 39	0	15	0,0	6,36	6,36
им. В. А. Угужакова, абонент 40	168,5	15	1,7	7,54	9,23

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6
им. В. А. Угужакова, абонент 41	253,1	15	2,5	7,54	10,07
им. В. А. Угужакова, абонент 42	129	15	1,3	7,54	8,83
им. В. А. Угужакова, абонент 43	110	15	1,1	7,54	8,64
А. Кыштымова, абонент 44	100	25	1,0	7,54	8,54
В. Высоцкого, абонент 45	168,7	15	1,7	7,54	9,23
В. Высоцкого, абонент 46	156	15	1,6	7,54	9,10
В. Высоцкого, абонент 47	0	15	0,0	6,36	6,36
В. Высоцкого, абонент 48	148,2	15	1,5	7,54	9,02
К. Станиславского, абонент 49	0	50	0,0	6,36	6,36
К. Станиславского, абонент 50	100	25	3,0	6,36	10,57
К. Станиславского, абонент 51	0	15	0,0	6,36	6,36
М. Цветаевой, абонент 52	302,9	15	0,9	7,54	7,26
М. Цветаевой, абонент 53	0	15	2,3	6,36	6,36
М. Цветаевой, абонент 54	90	25	0,0	6,36	11,41
В. Высоцкого, абонент 55	0	15	1,9	6,36	8,26
В. Высоцкого, абонент 56	120	15	1,2	7,54	8,74
В. Высоцкого, абонент 57	180	15	2,1	7,54	9,64
В. Высоцкого, абонент 58	54	15	1,9	6,36	8,28
им. В. А. Угужакова, абонент 59	227,6	15	2,3	7,54	9,82
им. В. А. Угужакова, абонент 60	0	15	0,0	6,36	6,36
им. В. А. Угужакова, абонент 61	122,8	15	1,2	7,54	8,77
им. И. Ахпашева, абонент 62	0	15	1,2	7,54	8,72
им. И. Ахпашева, абонент 63	0	15	1,3	7,54	8,83
Н.Карамзина, абонент 64	118,2	15	0,0	6,36	6,36
Н.Карамзина, абонент 65	128,5	25	1,5	7,54	9,04
Н.Карамзина, абонент 66	0	15	2,3	7,54	9,82
Н.Карамзина, абонент 67	150	15	0,0	6,36	6,36

Анализ расчетов показал, что 187 абонентов входят в пределы присоединённой мощности, а мощность присоединения 25 абонентов превышена.

Поскольку потребляемая мощность абонентов возросла, необходимо проанализировать загрузку трансформаторов с учетом перехода на электроотопление.

Итоговые значения загрузки трансформаторов после перевода на электроотопление представим в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Мощность присоединений к ТП до перевода на электроотопление

Наименование ТП	Количество абонентов	$S_{ном}$ , кВА	$P_{нагр}$ ТП, кВт	$S_{нагр}$ , кВА
10-14	67	630	1026,28	1115,52
10-15	80	630	1225,58	1332,15
10-16	39	400	807,28	877,47
10-17	26	400	609,06	662,02

Из таблицы 2.3 очевидно, что в случае перехода с печного отопления на электрическое отопление, и поскольку на территории X района имеются не подключенные объекты, по данным, представленным предприятием, предполагается увеличение мощности на 2300 кВт. нагрузка на ТП значительно возрастет, то в этом случае необходимо увеличить пропускную способность ЛЭП и ТП. Отсюда появляется необходимость строительства новых ТП и ВЛ-10 для передачи нагрузки на подстанции и подключения новых участков.

## **2.2 Реконструкция схемы электроснабжения в связи с переходом на электроотопление**

В связи с необходимостью установки новых ТП требуется определить их расположение, принимая во внимание обеспечение доступности присоединений линий высокого и низкого напряжения.

Взаимное расположение оборудования подстанции должно обеспечивать удобные подъезды строительной и обслуживаемой техники для выполнения монтажа, ремонта и технического обслуживания, а также учитывать возможность дальнейшего расширения подстанции.



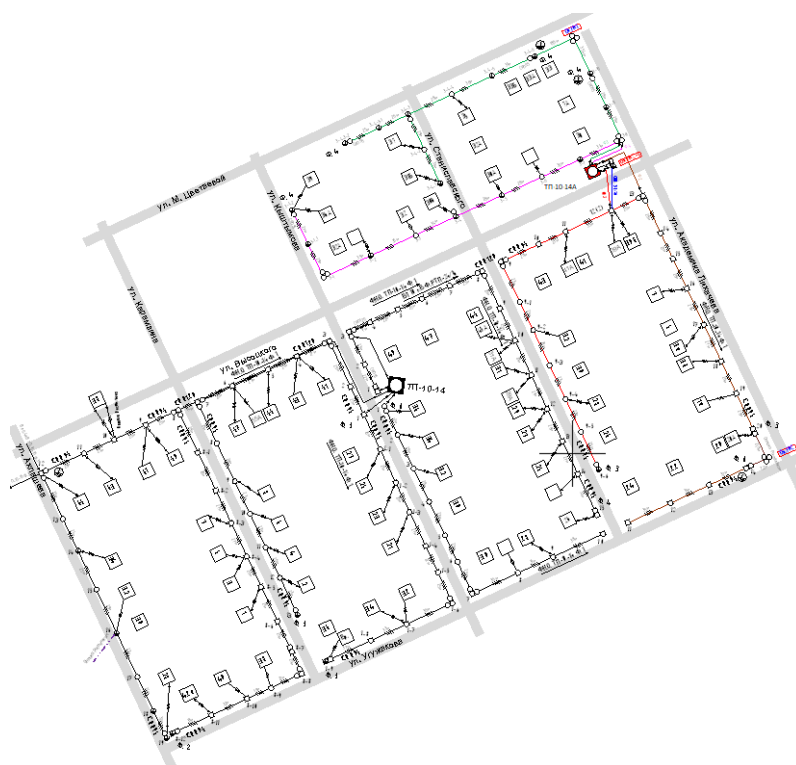


Рисунок 7 – Схема ТП -10-14А

От подстанции ТП-10-14 переведем часть домов, находящихся по улицам: К. Станиславского – В. А. Угужакова – Ак. Лихачева – В. Высоцкого – М. Цветаевой – А. Кыштымова к подстанции ТП-10-14А.



Рисунок 9 – Схема ТП-10-15А и ТП-10-15Б

От подстанции ТП-10-15 переведем часть домов, находящихся по улицам: И. Ахпашева – А. Кыштымова – Удачная – В. А. Угужакова к подстанции ТП-10-15А; К. Станиславского – В. А. Угужакова – Ак. Лихачева – Снежная – Аскизская – Удачная к подстанции ТП-10-15Б.



Рисунок 10 – Схема ТП-10-16А

От подстанции ТП-10-14 и ТП-10-16 переведем часть домов, находящихся по улицам: Уютная – И. Ахпашева – В. Высоцкого – Н. Карамзина – В. А. Угужакова к подстанции ТП - 10-16А.

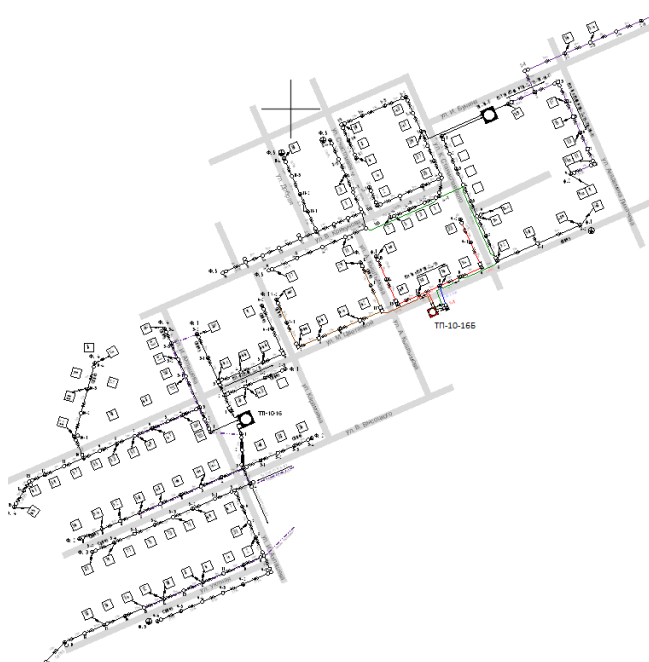


Рисунок 11 – Схема ТП-10-16Б

От подстанции ТП-10-16 и ТП-10-17 переведем часть домов, находящихся по улицам: К. Станиславского – М. Цветаевой – В. Крикунова – Н. Карамзина – А. Кыштымова к подстанции ТП-10-16Б.

Таким образом мы распределяем нагрузку по подстанциям и полученную информацию сводим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет электрических нагрузок трансформаторов после перераспределения между подстанциями

Наименование ТП	$S_{ном}$ , кВА	$P_{ТП}$ , кВт	$S_{ТП}$ , кВА	$K_3$
10-14	630	562,88	592,51	0,94
10-14А	630	555,96	585,22	0,93
10-15	630	552,42	581,49	0,92
10-15А	630	554,96	584,17	0,93
10-15Б	630	563,10	592,74	0,94
10-16	400	365,74	375,52	0,94
10-16А	630	551,34	580,36	0,91
10-16Б	630	562,70	592,32	0,94
10-17	400	342,92	360,97	0,90

После перевода в X жилом районе с печного отопления на электроотопление из таблицы 2.4 видно, что расчетные данные электрической нагрузки трансформатора распределится эффективно.

С учетом свободной мощности трансформатора имеется возможность подключения дополнительных потребителей. Данная возможность позволяет продолжить застройку в данном жилом районе без каких-либо дополнительных экономических и технических мероприятий, в том числе с использованием энергоемкого электрического отопления.

### 3 Расчет электрической сети 10 кВ после перевода

#### 3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Основным критерием выбора оптимальной мощности трансформаторов являются: экономические соображения, обеспечивающие минимум затрат, условия нагрева, зависящие от температуры, коэффициента начальной загрузки, длительности максимума. От правильного размещения подстанции на территории жилой застройки, а также числа подстанций и мощности, зависят экономические показатели и надежность системы электроснабжения потребителей.

Для электроснабжения объектов застройки на напряжении 0,4 кВ выберем установку комплектных трансформаторных подстанций киоскового типа с масляными трансформаторами мощностью 630 кВА. Все ТП с воздушным вводом 10кВ и кабельными отходящими линиями 0,4 кВ. За основу выбора берется перегрузочная способность трансформаторов.

Задача расчета электрической нагрузки – это оценка расчетной мощности для каждого элемента электрической сети, по которой будут определены мощности элементов сети.

Электрическая нагрузка – это компонент или часть цепи, которая потребляет электроэнергию, такую как электроприборы и освещение внутри дома. Нагрузка измеряется как полная, активная и реактивная мощность.

Выбор трансформаторов будем проводить на примере более загруженной трансформаторной подстанции ТП-10-15Б.

Коэффициент загрузки трансформатора определяется по формуле:

$$K_{з15Б} = \frac{S_{нагр}}{S_{тр}} \quad (3.1)$$

где  $S_{нагр}$  – расчетная мощность ТП (кВА);

$S_{тр}$  – мощность трансформатора (кВА).

$$K_{з15Б} = \frac{592,74}{630} = 0,94$$

Результаты определения коэффициентов загрузки трансформаторов:

$$K_{314} = 0,94, K_{314A} = 0,93, K_{315} = 0,92, K_{315A} = 0,93, K_{316} = 0,94, \\ K_{316A} = 0,91, K_{316B} = 0,94, K_{317} = 0,90$$

### 3.2 Выбор оборудования распределительной сети

#### 3.2.1 Выбор сечений проводов на напряжение 0,4 кВ

Выбираем марку и сечение СИП от РУ 0,4 кВ подстанции до временного распределительного устройства электроприемника. Выбор и проверку ЛЭП производим по ТП-10-16Б. Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 3.1.

Рассчитаем активную нагрузку по формуле:

$$P = P_6 + P_{\text{доб}}, \text{ (кВт)} \quad (3.2)$$

где  $P_6$  – большая из слагаемых нагрузок (кВт);

$P_{\text{доб}}$  – добавка к большей слагаемой нагрузке (кВт).

$$P_1 = 39,7 + 25,8 = 65,5 \text{ кВт}; P_2 = 163,6 + 126 = 299,6 \text{ кВт};$$

$$P_3 = 74,4 + 50,2 = 124,6 \text{ кВт};$$

Определяем полную мощность по формуле:

$$S = \frac{P_6}{\cos\varphi}, \text{ (кВА)} \quad (3.3)$$

где  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности, равный 0,92.

$$S_1 = \frac{65,5}{0,92} = 71,2 \text{ кВА};$$

$$S_2 = 325,65 \text{ кВА}; S_3 = 135,43 \text{ кВА};$$

Определяем реактивную мощность по формуле:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}, \text{ (кВар)} \quad (3.4)$$

$$Q_1 = \sqrt{71,2^2 - 65,5^2} = 27,91 \text{ кВар};$$

$$Q_2 = 127,62 \text{ кВар}; \quad Q_3 = 53,07 \text{ кВар};$$

Необходимо придерживаться условия  $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}}$ .

Рассчитываем ток линий по формуле:

$$I = \frac{S}{(\sqrt{3} \cdot U_H)}, \text{ (A)} \quad (3.5)$$

$$I_1 = \frac{43,15}{(1,73 * 0,38)} = 51,44 \text{ A};$$

$$I_2 = 235,3 \text{ A}; \quad I_3 = 97,85 \text{ A};$$

Выбираем СИП 2 3x95+1x95 мм<sup>2</sup>. R = 0,31 Ом/км, X = 0,083 Ом/км.  $I_{\text{доп}} = 300 \text{ A}$ .

235,3 < 300 условие выполняется

Таблица 3.1 – Расчетные параметры ТП

№ присоединения	P, кВт	Q, кВАр	L, м	U, кВ	S, кВА	I <sub>расч</sub> , А	сечение
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП10-14А							
1	181,4	77,28	277,00	0,38	197,17	298,75	СИП 2 3x95+1x95
2	124,5	53,04	328,80	0,38	135,33	205,04	
3	109,3	46,56	280,80	0,38	118,80	180,01	
4	134,6	57,34	258,80	0,38	146,30	221,67	
ТП10-15А							
1	74,8	31,86	354,00	0,38	81,30	123,19	СИП 2 3x95+1x95
2	180,5	83,33	310,00	0,38	196,2	297,27	
3	180,6	76,94	442,70	0,38	196,30	297,43	
4	78,6	33,48	387,70	0,38	85,43	129,45	
ТП10-15Б							
1	180,4	76,85	271,00	0,38	196,09	297,10	СИП 2 3x95+1x95
2	155,7	66,33	561,50	0,38	169,24	256,42	
3	179,9	76,64	385,00	0,38	195,54	296,28	
4	176,6	75,23	414,40	0,38	191,96	290,84	
ТП10-16А							
1	136,4	58,11	316,00	0,38	148,26	224,64	СИП 2 3x95+1x95
2	109,2	46,52	260,00	0,38	118,70	179,84	

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП10-16А							
3	176	74,98	322,00	0,38	191,30	289,86	СИП 2 3x95+1x95
4	50,2	21,39	264,00	0,38	54,57	82,67	
ТП10-16Б							
1	65,5	27,91	212,00	0,38	71,20	51,44	СИП 2 3x95+1x95
2	299,6	127,62	276,00	0,38	325,65	235,30	
3	124,6	53,07	305,10	0,38	135,43	97,85	

### 3.2.2 Выбор сечений проводов на напряжение 10 кВ после реконструкции

Для электроснабжения жилого района принято напряжение 10 и 0,4 кВ. Основным питающим центром является ПС 110/10 «Юго-Западная».

Для рационального построения распределительной сети 10 кВ в центре жилого района рассмотрим строительство распределительного трансформаторного пункта с силовыми трансформаторами 630 кВА. Это решение позволит создать оптимальную конфигурацию сети 10 кВ и обеспечить необходимую категорию надежности электроснабжения объектов инфраструктуры жилой среды, расположенных в центральной части жилого района.

В сетях до 1 кВ расчет сечений ведется по длительно допустимому току и допустимой потере напряжения.

На рисунке 12 представлена расчетная схема линии 10 кВ.

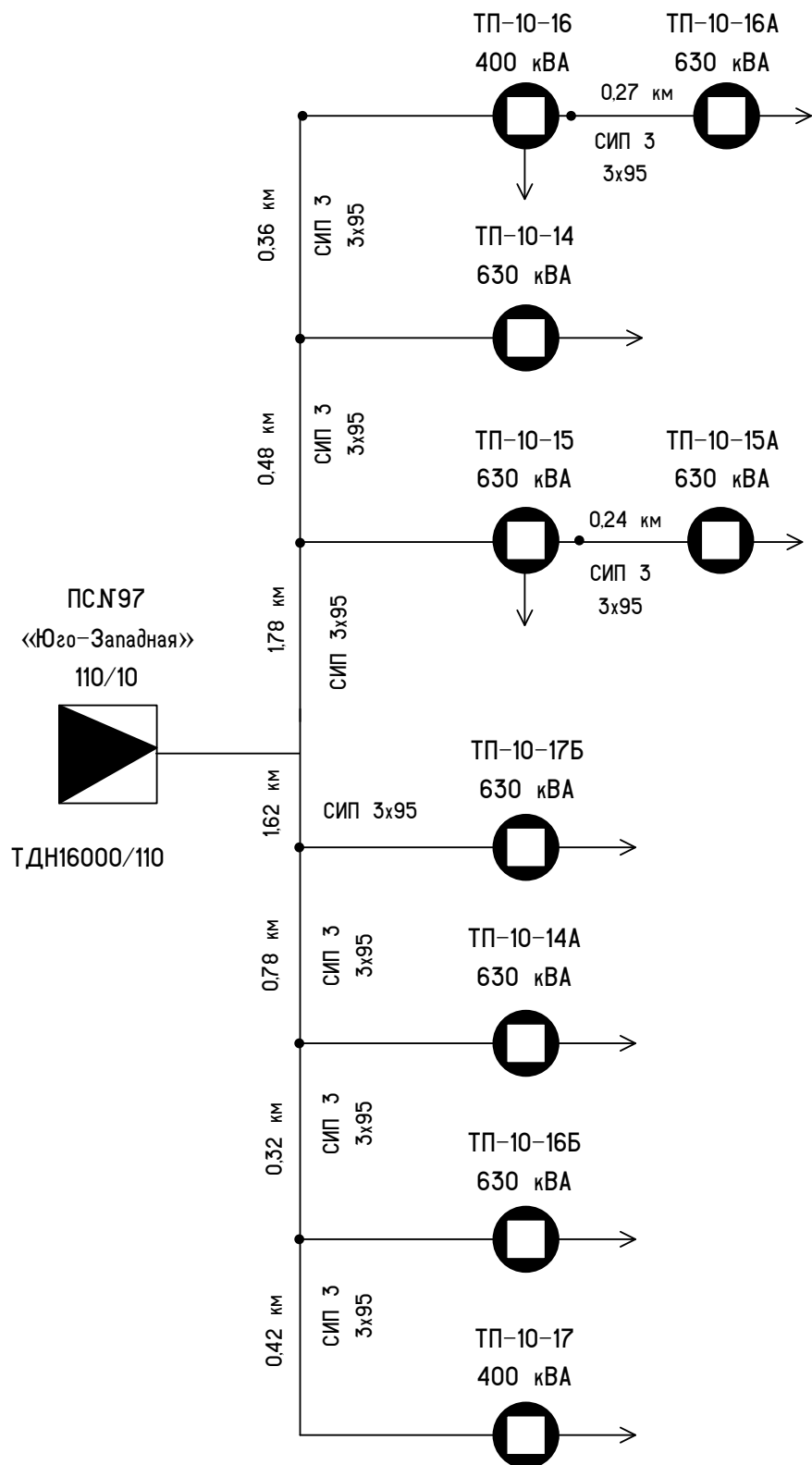


Рисунок 12 – Расчетная схема линии 10 кВ

В связи с увеличением мощности 10кВ, проведем расчет электронагрузок по участкам сети, а также выберем сечения проводников.

Активная мощность ТП равна:

ТП 630 кВА:  $P = 630 \cdot 0,95 \cdot 0,92 = 550,62$  кВт., ТП 400 кВА:  $P = 349,6$  кВт.



Рассчитаем дневной максимум нагрузок по формуле:

$$P_d = P_p * n * k_0 * k_d, \text{ (кВт)} \quad (3.6)$$

где  $k_0$  – коэффициент одновременности (0,24 для присоединений от 20 домов, 0,32 для присоединений до 15 домов на линию);

$k_d$  – дневной коэффициент (0,6 – для бытовых потребителей с электроплитами);

$n$  – число потребителей в одной группе.

$$P_{d1-2} = 349,6 * 30 * 0,24 * 0,6 = 1510,27 \text{ кВт.}$$

Определим полную мощность  $S$  по формуле:

$$S_{1-2} = \frac{P_{d1-2}}{0,92} = \frac{1510,27}{0,92} = 1641,60 \text{ кВА.}$$

Определим реактивную мощность  $Q$  по формуле:

$$Q_{1-2} = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{1641,6^2 - 1510,27^2} = 643,38 \text{ кВАр.}$$

Расчеты сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет линии ПС №97 110/10

Участок	$S_{ном}$ , кВА	$n$	$K_d$	$P_p$ , кВт	$P_d$ , кВт	$k_0$	$P_1$ , кВт	$S_{ТП}$ , МВА	$Q$ , кВАр
1-2	349,60	30	0,6	1510,27	349,40	0,24	558,03	1641,60	643,38
2-3	550,62	22	0,6	1744,36	679,77	0,24	451,41	1896,05	743,10
3-4	550,62	25	0,6	1982,23	880,99	0,24	487,71	2154,60	844,43
4-ПС	550,62	27	0,6	2140,81	880,99	0,24	455,11	2326,97	911,98
5-6	550,62	13	0,6	1374,35	550,62	0,32	488,21	1493,86	585,47
6-7	349,60	29	0,6	1459,93	679,97	0,24	328,42	1586,88	621,93
7-8	550,62	21	0,6	1665,07	880,99	0,24	396,02	1809,86	709,32
8-9	550,62	25	0,6	1982,23	880,99	0,24	435,03	2154,60	844,43
9-ПС	550,62	21	0,6	1665,07	550,62	0,24	346,26	1809,86	709,32

Рассчитаем значение тока линии:

$$I_p = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} * U_H}, (A) \quad (3.7)$$

где  $S_{ТП}$  – расчетная мощность ТП (кВА);

$U_H$  – номинальное напряжение на шинах ТП (кВ).

Необходимо придерживаться условия  $I_{расч} \leq I_{дооп}$ .

$$I_{расч} = \frac{1641,60}{\sqrt{3} * 10} = 94,78 \text{ A}$$

Все проводники электрической сети проверяют по допустимому нагреву током нагрузки. Также необходимо придерживаться условия  $I_{расч} \leq I_{дооп}$ .

По данным справочника литературы [ПУЭ. 7-е издание п1.3.6 – 1.3.8] выбираем СИП 2 3x95+1x95 мм<sup>2</sup>.  $R = 0,31$  Ом/км,  $X = 0,083$  Ом/км.  $I_{доп} = 300$  А.

Условием проверки является потеря напряжения, при передаче электроэнергии в линии не более 4-6% то есть  $\Delta U \leq (4-6) \%$

Найдем потери напряжения на участке линии по формуле:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{p1-2} * R + Q_{1-2} * X}{10} * l = \frac{1510,27 * 0,31 + 643,38 * 0,083}{10} * 0,42 = 21,91 \text{ В.}$$

Полученные данные сведем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Выбор сечения провода линии 10 кВ

Участок	L, км	S, кВА	$I_{раб}$ , А	$I_{доп}$ , А	$\Delta U$ , В	Сечение	R, Ом/км	X, Ом/км
1-2	3,14	1640,66	94,72	300,00	21,89	СИП 2 (3x95)	0,31	0,083
2-3	2,72	1896,05	109,47	300,00	19,28	СИП 2 (3x95)	0,31	0,083
3-4	2,40	2154,60	124,40	300,00	53,40	СИП 2 (3x95)	0,31	0,083
4-ПС	1,62	2326,97	134,35	300,00	119,77	СИП 2 (3x95)	0,31	0,083
5-6	2,89	1493,86	86,25	300,00	12,82	СИП 2 (3x95)	0,31	0,083
6-7	2,62	1586,88	91,62	300,00	18,15	СИП 2 (3x95)	0,31	0,083
7-8	2,26	1809,86	104,49	300,00	27,60	СИП 2 (3x95)	0,31	0,083
8-9	2,02	2154,60	124,40	300,00	16,43	СИП 2 (3x95)	0,31	0,083
9-ПС	7,18	1809,86	104,49	300,00	102,36	СИП 2 (3x95)	0,31	0,083

Определим суммарные потери напряжения в магистральной сети.

Сумма потерь напряжения на участках ветви линии до ТП будет равна:

$$\sum \Delta U_{1-ПС} = 214,36 \text{ В}, \sum \Delta U_{5-ПС} = 177,36 \text{ В}$$

Тогда потери напряжения в процентах определим по формуле:

$$\Delta U_{\%1-ПС} = \frac{\Delta U_{1-ПС}}{10000} * 100 = 2,14 \%, \Delta U_{\%5-ПС} = 1,77\%$$

Так как потери напряжения в линии меньше допустимого, то выбранный кабель удовлетворяет условию проверки по допустимой потере напряжения.

Проверяем выбранный кабель по потере электрической энергии методом максимальных потерь. В данном методе потери энергии определяются по максимальной нагрузке и числу часов использования максимума нагрузок.

Потери мощности трехфазной линии определяются по формуле:

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot I_{\max}^2 * R_l, \text{ (кВт)} \quad (3.8)$$

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

$$R_l = r_0 * l, \text{ (Ом)} \quad (3.9)$$

где  $r_0$  – погонное сопротивление из каталога равное 0,17 Ом/км

$$R_l = 0,17 * 2,35 = 0,4 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{\max} = 3 * 30,08^2 * 0,4 = 1,09 \text{ кВт}$$

Потери энергии в трёхфазной линии по формуле:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{\max} * \tau, \text{ (кВт * ч)} \quad (3.10)$$

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

$$\tau = (0,124 + T_{\max} * 10^{-4})^2 * T_{\text{год}}, \text{ (ч)} \quad (3.11)$$

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

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

$$\Delta W_{\text{л}} = 1,09 * 2107 = 2296,63 \text{ кВт*ч}$$

Определим потери энергии в трансформаторе мощностью 630 кВА.

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} * \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 * 8760, (\text{кВт} * \text{ч}) \quad (3.12)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора (кВА);

$\Delta P_{\text{xx}}$  и  $\Delta P_{\text{кз}}$  – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора по каталогу.

$S_{\text{max}}$  – максимальная мощность передаваемая через трансформатор в течении года.

$$\Delta W_{\text{T}} = 0,87 + 5,6 * \left( \frac{349,4}{400} \right)^2 * 8760 = 37430,71 \text{ кВт*ч}$$

Общие потери на трансформаторе КТП составят

$$\Delta W_{\text{об}} = \Delta W_{\text{T}} + \Delta W_{\text{л1-2}} + \Delta W_{\text{л2-3}} + \Delta W_{\text{л3-4}}, (\text{кВт*ч}) \quad (3.13)$$

$$\Delta W_{\text{об}} = 50857,05 + 3455,01 = 85411,06 \text{ кВт*ч}$$

Общее потребление электроэнергии за год определяется выражением

$$W_{\text{год}} = T_{\text{max}} * P_{\text{max}}, \text{ кВт*ч} \quad (3.14)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальная активная мощность на шинах ТП.

Тогда общее потребление электроэнергии за год составит

$$W_{\text{год}} = T_{\text{max}} * P_{\text{max}}, = 4000 * 550,62 = 2202480 \text{ кВт*ч.}$$

Допустимые потери энергии по формуле:

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W_{\text{об}}}{W_{\text{год}}} * 100, (\%) \quad (3.15)$$

$$\Delta W\% = \frac{85411,06}{2202480} * 100 = 3,88 \%$$

Полученные потери не превышает допустимые значения.

Сведем полученные данные в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет линии ПС № 97 100/10

Участок	l, км	I <sub>раб</sub> , А	R, Ом/км	ΔW <sub>л</sub> , МВт*ч	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	ΔW <sub>т</sub> , кВт*ч	ΔW <sub>об</sub> , кВт*ч	ΔW, %
1-2	3,14	94,72	0,31	9396,48	0,87	5,60	37430,71		
2-3	2,72	109,47	0,31	10858,48	1,24	7,60	50857,05		
3-4	2,40	124,40	0,31	12372,15	1,24	7,60	50857,05		
4-ПС	1,62	134,35	0,31	9740,86	1,24	7,60	50857,05	85411,06	3,88
5-6	2,89	86,25	0,31	7161,74	1,24	7,60	50857,05		
6-7	2,62	91,62	0,31	7326,39	0,87	5,60	37473,57		
7-8	2,26	104,49	0,31	8220,52	1,24	7,60	50857,05		
8-9	2,02	124,40	0,31	10413,23	1,24	7,60	50857,05		
9-ПС	1,78	104,49	0,31	6474,57	1,24	7,60	50857,05	65333,46	2,97

### 3.3 Выбор оборудования распределительной сети

#### 3.3.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

Выключатели выбирают по номинальному току, номинальному напряжению, типу и роду установки.

Выбираем оборудование трансформаторных подстанций ТП10/0,4 кВ на стороне высокого напряжения.

Высоковольтный выключатель – коммутационный аппарат, выполняющий оперативное включение или отключение отдельных линий и электрического оборудования при нормальном или аварийном режиме работы. Выбранные выключатели сводим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Выбор выключателей

Участок	$U_{ном}$ , кВ	$I_{расч}$ , А	Тип выключателя	$I_{ном откл}$ , кА	Количество
1	2	3	4	5	6
1-2	10	94,72	ВРС-10	20	1
2-3	10	109,47	ВРС-10	20	1
3-4	10	124,40	ВРС-10	20	1
4-ПС	10	134,35	ВРС-10	20	1
5-6	10	86,25	ВРС-10	20	1
6-7	10	91,62	ВРС-10	20	1
7-8	10	104,49	ВРС-10	20	1
8-9	10	124,40	ВРС-10	20	1
9-ПС	10	104,49	ВРС-10	20	1

### 3.4 Расчет токов короткого замыкания

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

Для правильного функционирования электрической сети и оборудования производятся расчеты возможных аварийных режимов. Электрические сети и оборудование выбирают так, чтобы выдерживать их без повреждения действий наибольших потенциальных токов КЗ.

Величина тока КЗ определяется мощностью источника питания, величиной сопротивления сетевой удаленности КЗ от источника питания, от вида, длительности и времени возникновения КЗ.

Расчет токов короткого замыкания на 10 кВ проводится в единицах относительных величинах.

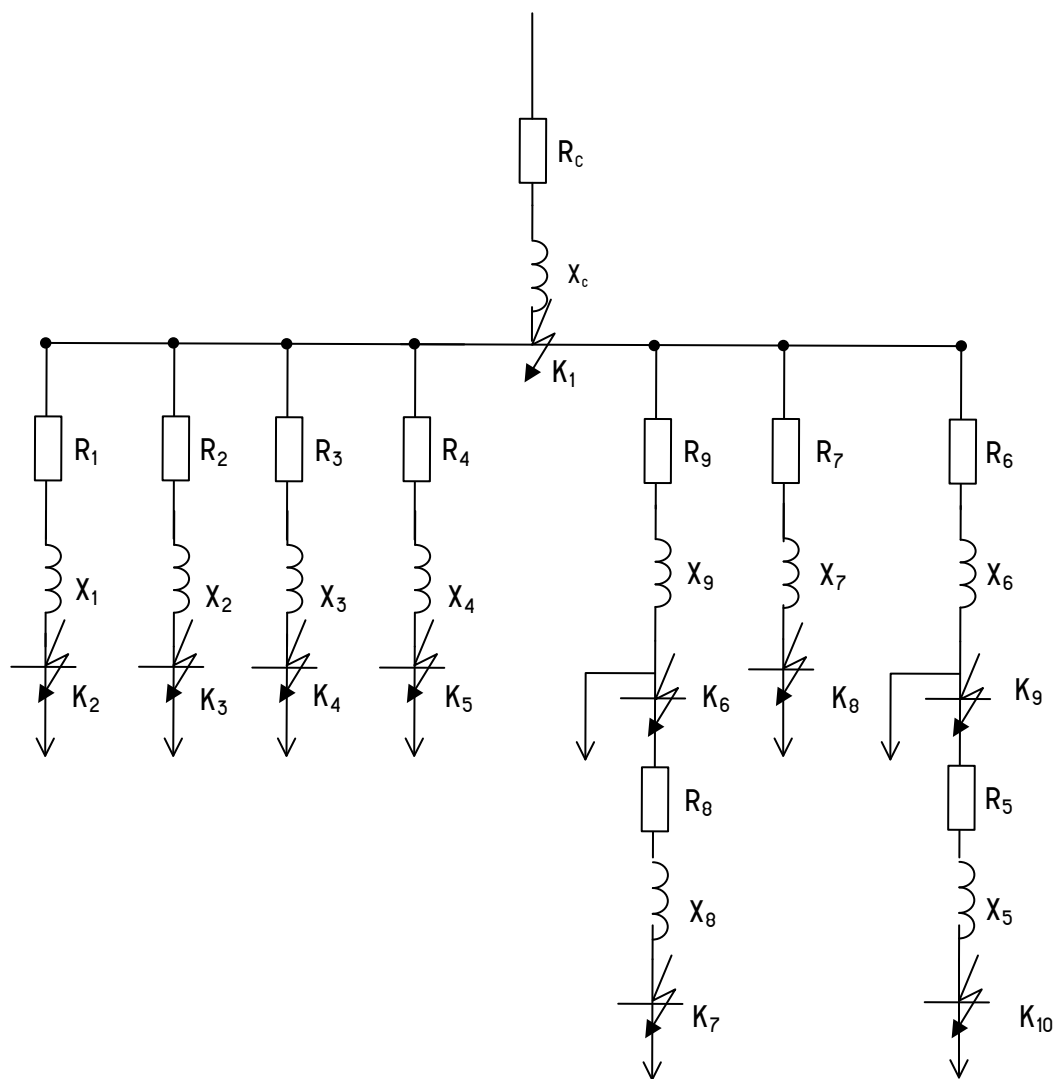


Рисунок 13 – Схема замещения

Схема замещения является упрощенной однолинейной схемой, в которой указаны все элементы электросистемы и ее параметры, которые влияют на ток КЗ. Также указываются точки, необходимые для определения КЗ.

Найдем сопротивление системы по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{откл}}, (\text{о. е.}) \quad (3.16)$$

где  $S_{откл}$  – отключающая способность высоковольтного выключателя (МВА);

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

$$S_{откл} = \sqrt{3} * I_{ном.откл} * U_{ном}, (\text{МВА}) \quad (3.17)$$

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

$$S_{\text{откл}} = \sqrt{3} * 20 * 10 = 346,41 \text{ МВА}$$

$$X_c = \frac{100}{346,41} = 0,29 \text{ Ом}$$

Найдем базисное значение тока по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6}, \text{ кА} \quad (3.18)$$

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

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Сопротивления элементов системы электроснабжения, приведенные к базисным значениям, найдем по формуле:

$$R = r_0 * L * \frac{S_6}{U_6^2}, \text{ (о.е.)} \quad (3.19)$$

$$X = X_c + x_0 * L * \frac{S_6}{U_6^2}, \text{ (о.е.)} \quad (3.20)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – удельное активное и реактивное сопротивления линий (Ом/км);

$L$  – длина линии (км).

$$R_1 = 0,31 * 3,14 * \frac{100}{10,5^2} = 0,88 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = 0,29 + 0,083 * 3,14 * \frac{100}{10,5^2} = 0,53 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивлений сведем в таблицу 3.6.



Таблица 3.6 – Расчет сопротивлений

Участок	L,км	F,мм	r <sub>0</sub> ,Ом/км	x <sub>0</sub> ,Ом/км	R,о.е.	X,о.е.
1-2	3,14	95	0,31	0,083	0,89	0,53
2-3	2,72	95	0,31	0,083	0,77	0,50
3-4	2,40	95	0,31	0,083	0,68	0,47
4-ПС	1,62	95	0,31	0,083	0,46	0,41
5-6	2,89	95	0,31	0,083	0,82	0,51
6-7	2,62	95	0,31	0,083	0,74	0,49
7-8	2,26	95	0,31	0,083	0,64	0,46
8-9	2,02	95	0,31	0,083	0,57	0,44
9-ПС	1,78	95	0,31	0,083	0,50	0,42

Определим ток трёхфазного короткого замыкания по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{1}{Z_{\Sigma}} * I_{\text{б}}, (\text{кА}) \quad (3.21)$$

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

Рассмотрим точку  $K_1$  короткого замыкания.

$$Z_{\Sigma} = X_c = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{откл}}} = \frac{100}{346,41} = 0,29 \text{ о.е}$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{1}{0,29} * 5,5 = 18,97 \text{ кА}$$

Найдем ударный ток по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * K_{\text{уд}} * I_{\text{кз}}^{(3)}, (\text{кА}) \quad (3.22)$$

где  $K_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения  $X_{\Sigma}/R_{\Sigma}$ , равный 1.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 1 * 18,97 = 26,83 \text{ кА}$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет токов короткого замыкания

Точка кз	$Z_{\Sigma}$ , о.е.	$X_{\Sigma}/R_{\Sigma}$	$K_{уд}$	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$I_{уд}$ , кА
K <sub>1</sub>	0,29	0	1	18,97	26,83
K <sub>2</sub>	1,03	0,245	1	5,35	7,56
K <sub>3</sub>	0,91	0,245	1	6,04	8,54
K <sub>4</sub>	0,82	0,245	1	6,68	9,45
K <sub>5</sub>	0,61	0,245	1	8,95	12,66
K <sub>6</sub>	0,96	0,245	1	5,74	8,12
K <sub>7</sub>	0,88	0,245	1	6,22	8,80
K <sub>8</sub>	0,78	0,245	1	7,01	9,91
K <sub>9</sub>	0,72	0,245	1	7,64	10,80
K <sub>10</sub>	0,66	0,245	1	8,38	11,85

### 3.4.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ

Проверим выбранные выключатели по току короткого замыкания и ударному току короткого замыкания.

ВРС-10 со следующими параметрами:  $U_{ном} = 10$  кВ;  $I_{ном} = 630$  А;  $I_{ном.откл.} = 20$  кА; предельный сквозной ток  $I_{скв}=52$  кА; собственное время выключателя  $t_{вкл}=0,09$  с,  $t_{откл}=0,05$  с.

По напряжению  $U_{ном.выкл} = U_{ном.вл} = 10$  кВ.

Так как все рабочие токи меньше 630 А, токи КЗ меньше 40 кА, а ударные токи меньше 102 кА, то выбранные выключатели подходят для сети 10 кВ.

### 3.4.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ в жилом секторе

Для напряжения до 1 кВ в расчете тока короткого замыкания считается неограниченной мощностью питающей системы, а напряжение на высокой стороне напряжения трансформатора не изменяется.

Расчет выполняется в именованных единицах. Токи КЗ будем проводить для самых близких зданий.

Приведем сопротивление элементов системы электроснабжения высокого напряжения к низкому по формуле:

$$R_H = R_6 * \left(\frac{U_{ном,В}}{U_{ном,Н}}\right)^2 \quad (3.23)$$

$$X_H = X_6 * \left(\frac{U_{ном,В}}{U_{ном,Н}}\right)^2 \quad (3.24)$$

где  $R_В, X_В$  – сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения;

$R_Н, X_Н$  – сопротивления элементов системы электроснабжения высокого напряжения приведенные к низкому.

$$\frac{U_{ном,Н}}{U_{ном,В}} = \frac{0,4}{10} = 0,04 \text{ – коэффициент трансформации.}$$

Для примера рассмотрим ТП-10-14 (до абонента 32).

Расчетная схема показана на рисунке 14.

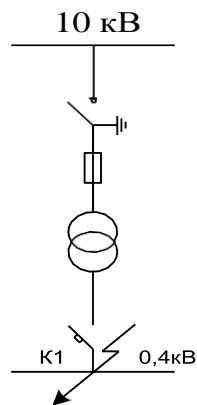


Рисунок 14 – Расчетная схема

$$R_{В\Sigma} = 11,25 \text{ Ом}; X_{В\Sigma} = 8,73 \text{ Ом}; R_{Н\Sigma} = 11,25 * 0,04^2 = 0,018 \text{ Ом};$$

$$X_{Н\Sigma} = 8,73 * 0,04^2 = 0,014 \text{ Ом.}$$

Сопротивления трансформатора ТМ-10/0,4:

$$R_{тр} = 0,006 \text{ Ом}; X_{тр} = 0,018 \text{ Ом.}$$

Суммарные активные сопротивления, помимо сопротивления элементов электроснабжения высоких сторон и трансформаторов, должны учитывать переходные сопротивления контактов  $R_{доб}$ . Поэтому вводим  $R_{доб} = (15 \div 20)$  мОм.

$$R = R_{тр} + R_{доб} = 0,006 + 0,015 = 0,021 \text{ Ом}$$

Длина линии до дома абонента 32:  $L_{32} = 0,01$  км.

Сопротивления линии до дома абонента 7:

$$R_{0,4} = 0,31 * 0,01 = 0,0031 \text{ Ом}; X_{0,4} = 0,083 * 0,01 = 0,00083 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{H\Sigma} + R + R_{0,4})^2 + (X_{H\Sigma} + X_{0,4})^2}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,018 + 0,006 + 0,0031)^2 + (0,014 + 0,00083)^2} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке  $K_1$  найдем по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} * Z_{\Sigma}}, \quad (3.25)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{0,38}{\sqrt{3} * 0,03} = 7,2 \text{ кА.}$$

Из соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$ ,  $K_{уд} = 1,1$ .

Ударный ток для точки  $K_1$ :

$$i_{уд} = \sqrt{2} * K_{уд} * I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} * 1,1 * 7,2 = 11,20 \text{ кА.}$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№ ТП	$R_{H\Sigma},$ Ом	$X_{H\Sigma},$ Ом	$R_{0,4},$ Ом	$X_{0,4},$ Ом	$R_{гр},$ Ом	$X_{гр},$ Ом	$Z_{\Sigma},$ Ом	$I_{кз}^{(3)},$ Ом	$K_{уд}$	$i_{уд},$ кА
10-14	0,018	0,014	0,0031	0,00083	0,0055	0,018	0,0305	7,2002	1,1	11,20
10-14А	0,018	0,014	0,0031	0,00083	0,0055	0,018	0,0305	7,2002	1,1	11,20
10-15	0,018	0,014	0,0031	0,00083	0,0055	0,018	0,0305	7,2002	1,1	11,20
10-15А	0,018	0,014	0,0031	0,00083	0,0055	0,018	0,0305	7,2002	1,1	11,20
10-15Б	0,018	0,014	0,0031	0,00083	0,0055	0,018	0,0305	7,2002	1,1	11,20
10-16	0,022	0,018	0,0031	0,00083	0,0029	0,014	0,0337	6,5077	1,1	10,12
10-16А	0,018	0,014	0,0031	0,00083	0,0055	0,018	0,0305	7,2002	1,1	11,20
10-16Б	0,018	0,014	0,0031	0,00083	0,0055	0,018	0,0305	7,2002	1,1	11,20
10-17	0,022	0,018	0,0031	0,00083	0,0029	0,014	0,0337	6,5077	1,1	10,12

### 3.5 Мероприятия по повышению надежности

В электросистемах на электростанциях, в электросетях и электроустановках потребителей электрической энергии могут произойти повреждения, нарушения режимов работы.

Во многих случаях повреждения сопровождаются существенным увеличением токов, глубоким снижением напряжения элементов энергетической системы. Повышенное напряжение выделяет много тепла, которое вызывает разрушение в местах перегрева, а также опасный нагрев поврежденных линий, оборудования по которому проходит ток. Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы генераторов и энергосистемы в целом.

В ненормальных режимах обычно отклоняются величины напряжения, токов и частот от допустимого значения. Если понизить частоту и напряжение, то возникает опасность нарушений нормальной работы пользователей и стабильности энергосистемы, при этом повышение напряжений и токов грозит повреждением электрооборудования и электрических линий.

Поэтому повреждение нарушает работу энергосистемы и энергопотребителей, и ненормальный режимы создают возможность повреждений и нарушений работы энергосистемы.

Чтобы обеспечить нормальную работу энергетической и потребительской электроэнергии, необходимо максимально быстро выявить и отделить место повреждения от неисправной сети и восстановить таким образом нормальные условия функционирования энергетической и потребительской электроэнергии, восстановив таким образом нормальные условия функционирования энергетической и потребительской электроэнергии.

Также опасность ненормального режима может быть предотвращена при своевременном обнаружении отклонения от нормы и принятии мер по ее устранению, например, снижения тока при его увеличении, повышения напряжения при его уменьшении и так далее.

Поэтому необходимо создавать и применять автоматические устройства, которые выполняют указанные действия, защищают системы и элементы системы от опасных повреждений, нарушений режима.

Первоначально как защитные устройства использовались плавные датчики. Однако с ростом мощности, напряжения и сложности коммутационных систем такой метод защиты стал неэффективным, поэтому создавались защитные приборы, выполненные с помощью коммутационных систем, получивших название релейной защиты.

Релейная защита элементов распределительной сетки должна соответствовать требованиям ПУЭ, предъявляемым ко всем релейным устройствам: быстродействию, селективностью, надежностью и чувствительностью.

Быстродействие защиты реле должно обеспечить наименьшее время для отключения короткого замыкания. Быстрое отключение к.з. Не только позволяет ограничить область повреждения защитного элемента, а также обеспечить бесперебойную работу не повреждённого элемента энергосистемы.

Селективное избирательное действие защиты называют таким действием, когда автоматически выключается лишь повреждённое электроустановочное устройство трансформатора, линии, электродвигателя и так далее. Обеспечить селективное функционирование защитных устройств является одной из главных

задач, которые решаются при разработке и эксплуатации данных устройств. Приблизительно полагается, что защиты должны действовать без остановки при любых КЗ, обусловленных остатками напряжения выше  $0.6 - 0.7 U_{ном}$  на сборной шине. Надежность функционирования защиты реле предполагает надежное срабатывание устройства при наличии условий срабатывания и надежное несрабатывание устройства при отсутствии его. Надежность функционирования защиты реле должна быть обеспечена устройствами, соответствующими их параметрам, исполнению и надлежащему обслуживанию этих приборов.

Чувствительностью релейной защиты – способность реагировать на всевозможные виды повреждения и аварийные режимы, которые возникают в зоне основной защищаемого объекта и зоне резервирования.

Релейная защита — это основной вид электротехники, без которого невозможно нормальную и надежную работу современных энергосистем. Релейная защита непрерывно контролирует состояние и режим работы всех компонентов энергосистемы, отвечает за возникновение повреждения и нарушения режима работы.

В случае возникновения повреждений защита выявляет, отключает поврежденную зону от системы, воздействует на специальный силовой выключатель, предназначенный для того, чтобы размыкать токи повреждения.

При возникновении ненормального режима защита выявляет их и, по характеру нарушения, производит операцию, необходимые для того, чтобы восстановить нормальный режим и питание потребителя.

По ПУЭ, трансформаторы мощностью менее 1 МВА (повышающих и понижающих) в качестве защиты от тока, обусловленного внешним многофазным КЗ, должны предусматривать действующую для отключения максимальная токовая защита.

Для сетей 3-10 кВ с изолированными нейтральными должны предусматриваться релейные устройства, для защиты от многофазного и однофазного замыкания на землю.

На одной линии с двухсторонним питанием при наличии и отсутствии выходных связей и на линии, входящие в кольцо сеть с одной точки питания, рекомендуется использовать двухступенчатую токовую защиту. Первой ступенью защита выполнена в виде токовой отсечки, второй – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой выдержкой времени.

Замыкание фазы на землю в сетях с изолированной нейтралью ещё не авария. Потребители на междуфазном напряжении продолжают работать нормально. Такое обстоятельство позволяет выполнить защиту от замыканий на землю, которая действует на сигнал. Обычно устройство сигнализации включается в установленные на шинах трансформаторы напряжения и служат для передачи сигнала при замыкании на землю в любом участке электрически связанной сети. Место нарушения в этих сетях в случае возникновения сигнала выясняется дежурным персоналом по поочередному отключению линии. При этом работа в течении нескольких часов (не более двух часов) допускается без отключённого повреждения. Чтобы повысить надёжность подстанции, устанавливаются устройства автоматического включения резервного питания (АВР). Назначение устройства АВР – осуществление возможной быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, которые обесточены из-за повреждения или случайного отключения рабочего электроснабжения, что позволяет минимизировать нарушение технологического процесса. Схемы АВР должна:

1. обеспечить возможные ранние выявления отказа рабочих источников питания;
2. не допустить включение резервных источников на КЗ;
3. не допустить подключения потребителей к источнику резервного питания, напряжение которого ниже.



### 3.6 Экономическая обоснованность снижения тарифа за электроэнергию

Для населения переход с печного на электрическое отопление с учетом текущей стоимости электроэнергии является не выгодным. Для повышения заинтересованности населения принято решение о снижении платежей за электроэнергию для собственников домов, оборудованными электроплитами и согласившимся перейти на электроотопление.

Снижение платежа, для таких домов будет составлять 72 копейки в отопительный период и составит 1 рубль за киловатт. Есть несколько ограничений: субсидирование распространяется на домовладение площадью до 200 м<sup>2</sup>, если площадь больше – то до 200 м<sup>2</sup> идёт субсидирование, а всё, что свыше 200 м<sup>2</sup> – оплачивается по действующему тарифу. Величина снижения определяется по формуле с учётом удельного потребления электроэнергии. В расчёте на дом 200 м<sup>2</sup> за отопительный период с сентября по май снижение платы может достигать 37 тыс. 500 рублей. Максимальное снижение будет приходиться на самые холодные месяцы – январь и февраль.

$$C_{\text{ниж}}(m) = V_{\text{факт}i} * 0,72, \text{ (руб)} \quad (3.26)$$

где  $C_{\text{ниж}}(m)$  – размер снижения в отчетном месяце (руб.);

$V_{\text{факт}i}$  – фактический объем потребления электрической энергии  $i$  домовладением в отчетном месяце, (кВт) при этом  $V_{\text{факт}i} \leq S_{\text{факт}} * U$

$S_{\text{факт}}$  – площадь домовладения фактическая, (м<sup>2</sup>), но не более 200 м<sup>2</sup> в случае, если площадь домовладения превышает 200м<sup>2</sup>, то для расчета снижения размера платежа  $S_{\text{факт}}$  принимается равной 200 м<sup>2</sup>;

$U$  – удельный размер потребления электроэнергии на электроотопление на 1 м<sup>2</sup> (кВт/ч в месяц).

При этом величина удельного размера потребления электроэнергии на электроотопление на 1м<sup>2</sup> площади в зависимости от месяца потребления принимается равной 1 кВт/ч в месяц на одного человека.

Рассчитаем снижение размера платежа абонента 69 за январь 2022 года и сравним с оплатой этого же месяца за печное отопление. Данные возьмем из приложения П 1.

Так как площадь дома абонента 69 равна 466,5 м<sup>2</sup>, то  $S_{\text{факт}} = 200\text{м}^2$

$$C_{\text{ниж}}(\text{м}) = 200 * 0,72 = 144 \text{ руб.}$$

$$S_{\text{факт}} * U = 200 * 1 = 200 \text{ м}^2$$

Также рассмотрим абонента с площадью до 200 м<sup>2</sup>.

Абонент 175 имеет площадь жилого дома 195,5 м<sup>2</sup>

Так как площадь дома абонента 175 равна 195,5 м<sup>2</sup>, то  $S_{\text{факт}} = 195,5\text{м}^2$

$$C_{\text{ниж}}(\text{м}) = 195,5 * 0,72 = 140,76 \text{ руб.}$$

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данном дипломном проекте произведен перевод жилых домов частного сектора на электроотопление в X жилом районе г. Абакан в пределах улиц Аскизская – река Ташеба.

В ходе работы выполнен анализ существующих ТП и на основе возрастающей нагрузки сделан вывод, что необходимо выбрать новые ТП и распределить нагрузку между подстанциями.

Выполнен расчет электрической сети, который состоит из: выбора трансформаторов с учетом их перегрузочной способности, расчете сечения кабельных линий электропередач и выборе кабелей с учетом длительно-допустимого тока и допустимой потере напряжения.

Рассчитаны токи короткого замыкания для проверки правильности выбора кабелей.

В ходе проектирования использована техническая документация и литература, список которой прилагается. Проект выполнен с учетом последних достижений в области электроснабжения и в соответствии с требованиями ПУЭ.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое устройство резервного питания

ЕЭС – единая энергетическая система

КЗ – короткое замыкание

КТП – трансформаторная подстанция киоскового типа

ОЭС – объединенная энергосистема

ПУЭ – правила устройства электроустановок

СИП – самонесущий изолированный провод

ТП – трансформаторная подстанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ЭЭС – электроэнергетическая система

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общественного назначения: Учебное пособие – Чернигов: ЧГТУ, 2005, 345 стр.
2. Кабышев А. В., Обухов С. В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию. Учебное пособие. Томск 2005, 177 стр.
3. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей, издание 4-е, перераб. и доп. Изд. ЭНАС, Москва, 2012, 370 стр.
4. Неклепаев Б. Н., Крючкова И. П., Электрическая часть станций и подстанций, Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования, 4-ое издание, перераб. и доп. М: -Энергоатомиздат, 1989.-604 стр.
5. Федорова А. А., Сербиновский Г. В., Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат. 1981.-624 стр.
6. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. - Москва. ЦЕНТРМАГ, 2023.- 464 с.
7. <https://r-19.ru/documents/1950/>
8. <http://transformator.ru/production/transformatory-tmg/>
9. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 576 с.
10. Веников, В.А. Расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий: Москва. – Энергоатомиздат, 2013.- 434 с.
11. 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.
12. Зайцев, Н.Л. Экономика промышленного предприятия: Учебник; 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2013. – 336с.
13. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем

электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – Москва: Энергоатомиздат, 2014. – 287с.

14. 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.

15. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2008. – 27 с.

16. Солдаткина, Л.А. Электрические системы и сети. М.: Энергия, 1978. – 216 с.

17. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий; дата введ. 01.01.2004. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2014. – 65 с.

18. Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2т./ под общ. ред. А. А. Фёдорова.– Москва : Энергоатомиздат, 2014. – Т.1. – 568 с.

19. Федоров, А.А Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация. 2-е изд. перераб. и доп./ Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 2015. – 624 с.

20. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Промышленные электрические сети. 2-е изд. перераб. и доп./ Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 2016. – 576 с.

21. <https://r-19.ru/documents/140/134662.html>

22. 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.

23. [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-pvx-izolyacziej-\(0,66;-1kv\)/avvg/kabel-avvg-4h185/](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-pvx-izolyacziej-(0,66;-1kv)/avvg/kabel-avvg-4h185/)

24. [https://powersystem.info/index.php?title=Справочные\\_данные\\_параметров\\_трансформаторов\\_до\\_35\\_кВ](https://powersystem.info/index.php?title=Справочные_данные_параметров_трансформаторов_до_35_кВ)
25. <https://gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817286.htm>

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

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

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.С. Торопов  
подпись инициалы, фамилия  
«03» 07 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 – река Ташеба  
тема

Руководитель Дулесова 03.07.23 доцент каф. ЭМиАТ, к.э.н  
подпись, дата должность, ученая степень

Н.В. Дулесова  
инициалы, фамилия

Выпускник МГ 03.07.2023  
подпись, дата

М.Г. Виноходова  
инициалы, фамилия

Нормаконтролер Кычакова 03.07.2023  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2023