

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАО ВО

«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное
с. Кайбалы в границе улиц Арбатская-Таймырская

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент каф. ЭЭ, к.э.н.

должность, ученая степень

Н.В. Дулесова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Я.С. Кузьмин

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАО ВО

«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись инициалы, фамилия

« » 2021 г.

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

Студенту Кузьмину Ярославу Сергеевичу
(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ХЭн 17–01 (17-1) Направление (специальность) 13.03.02
(код)

«Электроэнергетика и электротехника»
(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное с.Кайбалы в границе улиц Арбатская-Таймырская.

Утверждена приказом по институту № 243 от 20.04.21г.

Руководитель ВКР Н.В. Дулесова, доцент кафедры «Электроэнергетика», к.э.н.
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: Генеральный план дачного массива п. Завидного, поопорная схема ВЛ–0,4кВ и 10кВ

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:
Введение

- 1 Характеристика объекта
 - 2 Обоснование реконструкции системы электроснабжения
 - 3 Реконструкция схемы электроснабжения в связи с подключением новых коттеджей
 - 4 Расчёт схемы распределительной сети 10 кВ после реконструкции
 - 5 Выбор оборудования распределительной сети
 - 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 жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Арбатская–Таймырская на стороне 0,4 кВ
2. Генеральный план схемы электроснабжения жилого массива Завидное с. Кайбалы в границе улиц Арбатская–Таймырская на стороне 10 кВ
3. Однолинейная схема

Руководитель ВКР _____
(подпись)

Н.В. Дулесова
(инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению _____
(подпись)

Я.С. Кузьмин
(инициалы и фамилия)

«22» февраля 2021г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция схемы электроснабжения жилого массива завидное с.Кайбалы в границе улиц Арбатская-Таймырская» содержит 65 страниц текстового документа, 9 рисунков, 30 таблиц, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, КОТТЕДЖ, НАПРЯЖЕНИЕ, ЛИНИЯ, ЭЛЕКТРОБОРУДОВАНИЕ.

Объект расчёта – система электроснабжения п. Завидное Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельсовета РХ»

Предметом исследования – способы определения параметров системы электроснабжения.

К основным вопросам реконструкции проектирования дачного массива относятся: строительное зонирование, архитектурно – планировочная организация, выбор типов зданий, высокие эстетические качества, при условии экономичности застройки территории, учёт особенностей специфики быта и удобств проживания населения [1]. Интерес населения к дачному, индивидуальному жилищному строительству растёт, поэтому актуальность развития населённых пунктов возросла.

Целью данной выпускной квалификационной работы является реконструкция схемы электроснабжения электрической сети части жилого массива с тем, чтобы обеспечить население качественным электричеством. Для достижения данной цели, в работе был проведен анализ, существующий 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 вводимые в эксплуатацию коттеджи 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

Final qualifying work on the topic " Reconstruction of the power supply scheme of the residential area zavidnoye S.Kaibaly in the border of Arbatskaya-Taimyrskaya streets " contains 65 pages of a text document, 9 figures, 30 tables, 25 sources used, 3 sheets of graphic material.

RECONSTRUCTION, POWER SUPPLY, COTTAGE, VOLTAGE, LINE, ELECTRICAL EQUIPMENT.

The object of calculation is the power supply system of the Zavidnoye settlement of the Municipal formation "Altai District of the Beloyarsky Village Council of the Republic of Tatarstan" The subject of the study is methods for determining the parameters of the power supply system.

The main issues of reconstruction of the design of the dacha array include: construction zoning, architectural and planning organization, choice of building types, high aesthetic qualities, provided that the territory is economically developed, taking into account the peculiarities of the specifics of everyday life and the amenities of the population [1]. The population's interest in suburban, individual housing construction is growing, so the relevance of the development of settlements has increased.

The purpose of this final qualification work is the reconstruction of the power supply scheme of the electric network of the residential area in order to provide the population with high-quality electricity. To achieve this goal, the existing power supply scheme was analyzed for loading the elements of the power supply system; a new version 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 cottages being introduced into the explantation were calculated and a new power supply scheme was designed. For these objects, calculations of the electrical load were carried out and all elements of the power supply system were selected. At the same time, the design decisions made must correspond to the modern technological level.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Характеристика объекта	6
2 Обоснование реконструкции схемы электроснабжения.....	7
2.1 Расчет электрической нагрузки существующей сети жилого массива	8
2.2 Расчет электрических нагрузок потребителя существующей сети	11
2.2.1 Определение потерь напряжения в распределительной сети 0,4 кВ	15
2.2.2 Определение потерь энергии в распределительной сети 0,4 кВ	18
3 Реконструкция схемы электроснабжения с учетом новой застройки.....	21
4 Расчёт схемы распределительной сети 10 кВ после реконструкции	41
4.1 Расчет проводов и выбор сечения	43
4.2 Определения потерь напряжения электрической сети 10 кВ	45
4.3 Определение потерь энергии электрической сети 10 кВ	46
5 Выбор оборудования распределительной сети	47
5.1 Выбор оборудования на напряжения сети 10 кВ	47
5.2 Выбор оборудования на напряжения сети до 1 кВ	49
6 Расчет токов короткого замыкания в сети	50
6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	50
6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1 кВ	53
7 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников.....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

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 реконструкции схемы электроснабжения. Необходимость реконструкции связана с невыполнением требований, предъявляемым к качеству электроэнергии, а также ростом электрической нагрузки 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

Проектируемый объект расположен в юго-западной части территории Муниципального образования «Алтайский район Белоярского сельского совета РХ». На момент проектирования территория частично застроена.

В границах проектируемой территории размещено 700 коттеджей. Площадь проектируемой территории $S=9300 \text{ м}^2$. Данный поселок относится к потребителю III категории по надежности электроснабжения.

Электрические бытовые приемники рассчитаны на однофазное напряжение 220 В частоты 50 Гц. Помимо бытовых приемников в зданиях предусмотрено электрическое отопление с трехфазным напряжением 380 В, частотой 50 Гц переменного тока. Поэтому на вводе в коттедж принимаем напряжение 380 В переменного тока промышленной частоты 50 Гц.

Климат – резко континентальный, с резко выраженным годовым и суточным ходом температур воздуха.

Проектируемая территория расположена в районе степной зоны, характеризующейся жарким летом, холодной зимой, резким колебанием температуры воздуха и недостаточным количеством атмосферных осадков.

Продолжительность теплого периода – 115 дней. Продолжительность устойчивых морозов – 25 дня.

Преобладающие ветра – юго-западного направления, в году погода с сильным (более 15 м/с) ветром наблюдается 45 дней. Наиболее часты ветры в летний период. Среднегодовая скорость ветра – 2,9 м/с.

Устойчивый снежный покров ложится в конце ноября. Разрушение снежного покрова начинается в конце марта и заканчивается в середине апреля. Устойчивый снежный покров сохраняется 137 дней. Средняя толщина снежного покрова на открытых местах – 10 см.

Среднегодовая температура воздуха $-0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум температур воздуха $-50 \text{ }^{\circ}\text{C}$, максимум $+38 \text{ }^{\circ}$.

Годовое количество осадков – в среднем 347 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в летний период, 54 % от годовой суммы осадков.

Наибольшая глубина промерзания – 2,85 м.

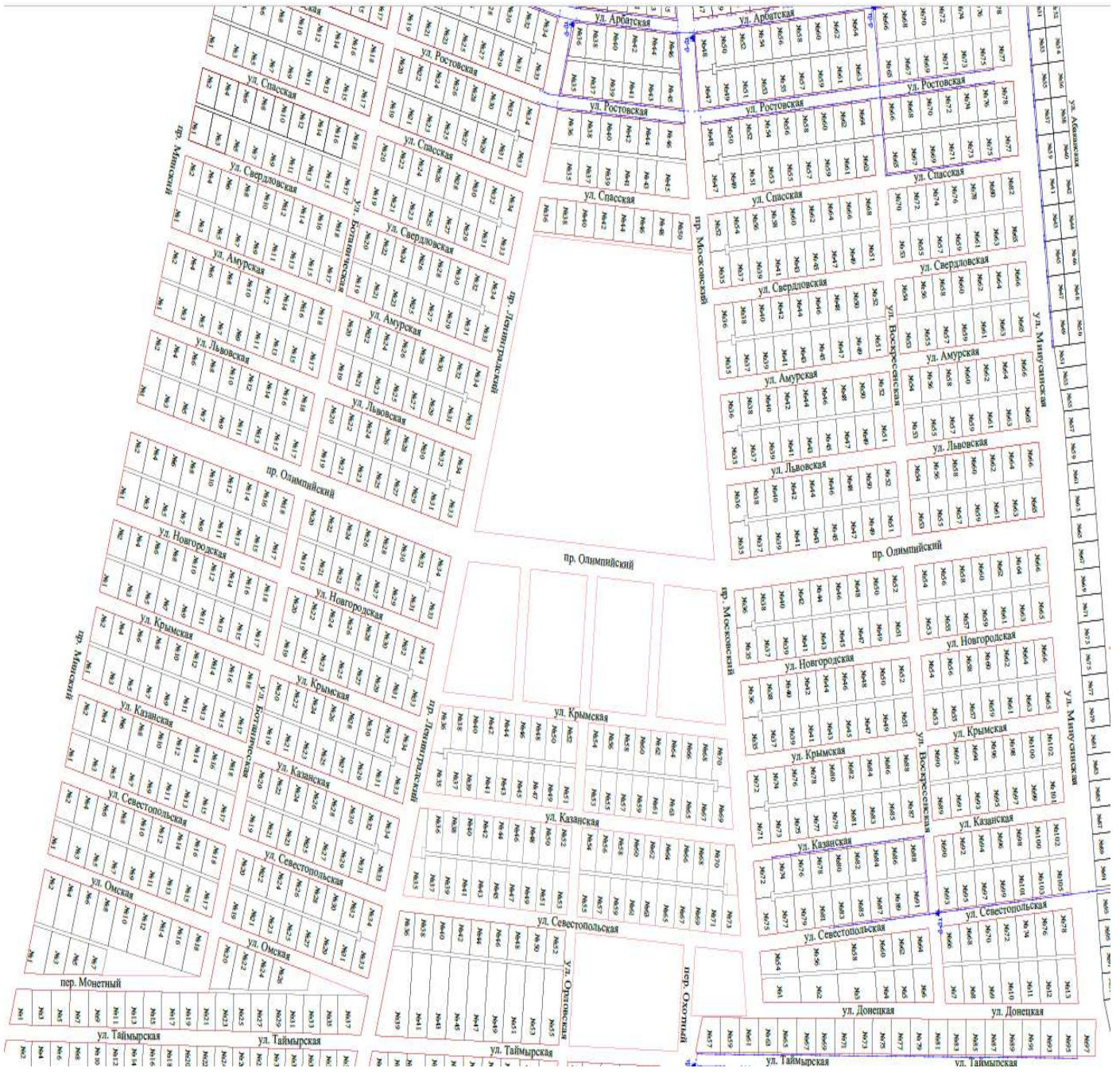


Рисунок 1.1 – Генеральный план жилого массива Завидное в границах улиц Арбатская–Таймырская.

2 Обоснование реконструкции системы электроснабжения

В процессе развития поселка стали строиться новые улицы, а также происходило пополнение существующих улиц новыми коттеджами.

В поселке за последние годы произошло увеличение электропотребления за счёт увеличения электрических нагрузок бытового характера, увеличилась потребляемая мощность вследствие улучшения условий быта населения.

В связи с увеличением потребления электроэнергии и присоединением новых коттеджей, возросла электрическая нагрузка и на элементы системы электроснабжения, поэтому необходимо выполнить проверку загрузки оборудования и решить вопрос о реконструкции схемы электроснабжения. Реконструкция сети коснется как существующей распределительной сети, так и вновь спроектированной части территории массива.

Для более полной характеристики существующей схемы электроснабжения посёлка необходимо выполнить проверку по загрузке существующих трансформаторов и элементов сети. Для этого на первом этапе выполним расчет электрической нагрузки для существующей сети жилой зоны. На втором этапе разработаем систему электроснабжения той части массива, где необходимо подключение вновь выстроенных коттеджей.

2.1 Расчет электрической нагрузки существующей сети жилого массива

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 коттеджа, вида кухонных электроприборов, электрического отопления.

Расчёт нагрузок коттеджей представлен в таблицах 2.1

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок частного дома

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 _у . кВт	К _с	cosφ	tg φ	Р _р =Р _у ·К _с , кВт	Q _р =Р _р ·tgφ, кВАр	S _р =√(P _р ² +Q _р 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 2.1

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	Отопительный электродотел	1,00	6,00	6,00	0,40	0,80	0,75	2,1	1,80	3,00
5	Внешнее освещение	1,00	0,15	0,15	0,30	1,00	0,00	0,05	0,00	0,05
	Итого ВСЕГО			7,70				3,58	2,63	4,45
	ИТОГО общая мощность/ токи по фазам			22,30				8,8	5,44	12,16

2.2 Расчёт электрических нагрузок потребителей существующей сети

На рассматриваемой территории расположено 4 трансформаторные подстанции. Определим их расчётные нагрузки по участкам линий, при помощи коэффициентов одновременности.

Расчётная нагрузка на участке линии находится согласно [10] по формуле.

$$P = K_o \cdot \sum P_i \quad (2.1)$$

где K_o – коэффициент одновременности, который принимается в зависимости от уровня напряжения сети по таблицам 4.1–4.3 [10].

P_i – дневной и вечерний максимумы нагрузок i -го потребителя или i -го участка сети.

Если нагрузки однородных потребителей отличаются по величине более чем в четыре раза, то суммирование их производится не с помощью коэффициента одновременности, а пользуясь таблицами 4.4–4.5 [10].

Расчётная вечерняя и дневная нагрузки по участкам линии или на шинах трансформаторной подстанции в таком случае будут находиться по формуле

$$P = P_6 + \Delta P, \quad (2.2)$$

где P – расчётная активная нагрузка, кВт;

P_6 – большая из слагаемых нагрузок, кВт;

ΔP – добавка к большей слагаемой нагрузке, кВт.

Расчёт произведён в электронной таблице Microsoft Excel. Пример расчёта приведён для ТП 32-21-108, линии 1 участок 1-ТП. Расчётная схема линии приведена на рисунке 2.1. Результаты расчёта снесены в таблицу (2.3).

$$\text{Участок } 17-10 P_B = 8,8 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 10-9 P_B = 8,8 \cdot 2 \cdot 0,73 = 12,84 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 9-8 P_B = 8,8 \cdot 4 \cdot 0,55 = 19,36 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 8-7 P_B = 8,8 \cdot 5 \cdot 0,48 = 21,12 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 7-6 P_B = 8,8 \cdot 7 \cdot 0,43 = 26,48 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 6-5 P_B = 8,8 \cdot 7 \cdot 0,43 = 26,48 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 5-4 P_B = 8,8 \cdot 7 \cdot 0,43 = 26,48 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 4-3 P_B = 8,8 \cdot 7 \cdot 0,43 = 26,48 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 3-2 P_B = 8,8 \cdot 12 \cdot 0,36 = 38,01 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 2-1 P_B = 8,8 \cdot 13 \cdot 0,35 = 40,04 \text{ кВт};$$

$$\text{Участок } 1-\text{ТП } P_B = 8,8 \cdot 33 \cdot 0,24 = 69,69 \text{ кВт}.$$

Так как нагрузки одноимённых потребителей не отличаются более чем в четыре раза, суммирование произведено с помощью коэффициентов одновременности.

Определяем полную мощность S , этого же участка по формуле [9].

$$S = \frac{P_B}{\cos\varphi} \quad (2.3)$$

где $\cos\varphi$ принимаем как для ТП с коммунально-бытовой нагрузкой, $\cos\varphi=0,92$ [10].

$$\text{Участок } 17-10 S = \frac{8,8}{0,92} = 9,57 \text{ кВА};$$

$$\text{Участок } 10-9 S = \frac{12,84}{0,92} = 13,97 \text{ кВА};$$

$$\text{Участок } 9-8 S = \frac{19,36}{0,92} = 21,04 \text{ кВА};$$

$$\text{Участок } 8-7 S = \frac{21,12}{0,92} = 22,95 \text{ кВА};$$

$$\text{Участок } 7-3 S = \frac{26,48}{0,92} = 28,78 \text{ кВА};$$

$$\text{Участок } 3-2 S = \frac{38,01}{0,92} = 41,35 \text{ кВА};$$

$$\text{Участок } 2-1 S = \frac{40,04}{0,92} = 43,52 \text{ кВА};$$

$$\text{Участок } 1-\text{ТП } S = \frac{69,69}{0,92} = 75,75 \text{ кВА}.$$

Определяем реактивную мощность Q , этих же участков согласно [9] по формуле.

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}; \quad (2.4)$$

$$\text{Участок 17-10 } Q = \sqrt{9,57^2 - 8,8^2} = 3,75 \text{ кВар};$$

$$\text{Участок 10-9 } Q = \sqrt{13,97^2 - 12,84^2} = 5,47 \text{ кВар};$$

$$\text{Участок 9-8 } Q = \sqrt{21,04^2 - 19,36^2} = 8,25 \text{ кВар};$$

$$\text{Участок 8-7 } Q = \sqrt{22,95^2 - 21,12^2} = 8,98 \text{ кВар};$$

$$\text{Участок 7-3 } Q = \sqrt{28,78^2 - 26,48^2} = 11,27 \text{ кВар};$$

$$\text{Участок 3-2 } Q = \sqrt{41,35^2 - 38,01^2} = 16,18 \text{ кВар};$$

$$\text{Участок 2-1 } Q = \sqrt{43,52^2 - 40,04^2} = 17,05 \text{ кВар};$$

$$\text{Участок 31-ТП } Q = \sqrt{75,75^2 - 69,69^2} = 29,69 \text{ кВар}.$$

Аналогично рассчитываются остальные линии. Результаты расчёта приведены в таблице 2.3.

Исходя из расчётной полной нагрузки и значения номинального напряжения согласно [8] рассчитывается ток линий по формуле.

$$I = \frac{S}{(\sqrt{3} \cdot U_H)}; \quad (2.5)$$

$$\text{Участок 17-10 } I = \frac{9,57}{(1,73 \cdot 0,38)} = 14,55 \text{ А};$$

$$\text{Участок 10-9 } I = \frac{13,97}{(1,73 \cdot 0,38)} = 21,24 \text{ А};$$

$$\text{Участок 9-8 } I = \frac{21,04}{(1,73 \cdot 0,38)} = 32,01 \text{ А};$$

$$\text{Участок 8-7 } I = \frac{22,95}{(1,73 \cdot 0,38)} = 35,3 \text{ А};$$

$$\text{Участок 7-3 } I = \frac{28,78}{(1,73 \cdot 0,38)} = 44,27 \text{ А};$$

$$\text{Участок 3-2 } I = \frac{41,35}{(1,73 \cdot 0,38)} = 63,56 \text{ А};$$

$$\text{Участок 2-1} \quad I = \frac{43,52}{(1,73 \cdot 0,38)} = 66,95 \text{ А};$$

$$\text{Участок 1-ТП} \quad I = \frac{75,75}{(1,73 \cdot 0,38)} = 116,53 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитываются токи остальных участков. Результаты расчёта приведены в таблице 2.3.

2.2.1 Определение потерь напряжения в распределительной сети 0,4 кВ

Расчёт потерь напряжения производится для определения показателей качества электроэнергии и конкретного отклонения напряжения от его номинального значения [13].

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 [11].

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{л} + Q \cdot X_{л}}{U_{н}} \quad (2.6)$$

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 [10].

$$R_{л} = r_0 \cdot l \quad (2.7)$$

где l – длина линии (участка) км;

r_0 – удельное электрическое сопротивление при 20°C , Ом/км.

Реактивное (индуктивное) сопротивление линии (участка) определяется по формуле [6].

$$X_{л} = x_0 \cdot l \quad (2.8)$$

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 [13] по формуле [10].

$$\Delta U\% = \frac{\sum \Delta U_{1-ТП}}{U_H} \cdot 100 \quad (2.9)$$

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 [10].

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_H} \cdot l \quad (2.10)$$

Расчёт ведём на примере линии 1, ТП №32-16-108. Так как потребители на линиях имеют разную нагрузку, расчёт ведём по участкам.

Марка провода СИП-2 3×70+1×70. Для этой марки провода

r_0 – удельное электрическое сопротивление при 20 °С,

$r_0 = 0,44$ Ом/км [15].

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

$x_0 = 0,078$ Ом/км [15].

$$\text{Участок 17-10 } \Delta U = \frac{8,8 \cdot 0,44 + 3,7 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,03 = 0,32 \text{ В;}$$

$$\text{Участок 10-9 } \Delta U = \frac{12,84 \cdot 0,44 + 5,46 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,03 = 0,47 \text{ В;}$$

$$\text{Участок 9-8 } \Delta U = \frac{19,36 \cdot 0,44 + 8,25 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,03 = 0,72 \text{ В;}$$

$$\text{Участок 8-7 } \Delta U = \frac{21,12 \cdot 0,44 + 8,99 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,03 = 0,78 \text{ В;}$$

$$\text{Участок 7-3 } \Delta U = \frac{26,48 \cdot 0,44 + 11,28 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,03 = 0,98 \text{ В;}$$

$$\text{Участок 3-2 } \Delta U = \frac{38,01 \cdot 0,44 + 16,29 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,04 = 1,42 \text{ В;}$$

$$\text{Участок 2-1 } \Delta U = \frac{40,04 \cdot 0,44 + 16,19 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,04 = 1,4 \text{ В;}$$

$$\text{Участок 1-ТП } \Delta U = \frac{69,69 \cdot 0,44 + 17,05 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,03 = 2,6 \text{ В.}$$

Аналогично рассчитываются потери напряжения на остальных участках. Результаты расчёта приведены в таблице (2.3).

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

Сумма потерь напряжения на участках ветви линии до ТП будет равна

$$\sum \Delta U_{10/20\text{-ТП}} = 49,08 \text{ В.}$$

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

$$\Delta U\% = \frac{49,08}{380} \cdot 100 = 12,9\%$$

Аналогично рассчитываются потери напряжения в остальных линиях в таблице (2.3)

2.2.2 Определение потерь энергии в распределительной сети 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 [12] определяются по формуле

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_l \quad (2.11)$$

где R_l – активное сопротивление участка линии, по которому протекает ток I_{\max} [12].

$$R = r_0 \cdot l \quad (2.12)$$

Потери энергии в трёхфазной линии определяются согласно [12] по формуле.

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\max} \cdot \tau \quad (2.13)$$

где τ – 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 τ можно определить согласно [12] для сельских сетей из уравнения.

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 T_{\text{год}} \quad (2.14)$$

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.

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau = 3 \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \quad (2.15)$$

Время максимальных потерь $\tau = 2107$ часов. Удельное электрическое сопротивление постоянному току 0,44 Ом/км [16].

$$\text{Участок 17–10 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 14,71^2 \cdot 0,46 \cdot 0,03 \cdot 2107 = 18,889 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{Участок 10–9 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 21,47^2 \cdot 0,46 \cdot 0,03 \cdot 2107 = 40,215 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{Участок 9–8 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 32,37^2 \cdot 0,46 \cdot 0,03 \cdot 2107 = 91,426 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{Участок 8–7 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 35,31^2 \cdot 0,46 \cdot 0,03 \cdot 2107 = 108,805 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{Участок 7–3 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 44,28^2 \cdot 0,46 \cdot 0,03 \cdot 2107 = 171,040 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{Участок 3–2 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 63,56^2 \cdot 0,46 \cdot 0,04 \cdot 2107 = 469,890 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{Участок 2–1 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 66,95^2 \cdot 0,46 \cdot 0,04 \cdot 2107 = 521,422 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{Участок 1–ТП } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 116,53^2 \cdot 0,46 \cdot 0,03 \cdot 2107 = 1184,68 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Аналогично рассчитываются потери энергии в остальных линиях. Результаты расчёта приведены в таблице (2.3).

Определим потери энергии в трансформаторе мощностью 250 кВА [13].

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot 8760 \quad (2.16)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Установлен трансформатор с номинальной мощностью $S_{\text{ном}} = 250$ кВ·А;

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

S_{max} – максимальная мощность передаваемая через трансформатор в течении

года, $S_{\max} = 96,8$ кВА.

$$\Delta P_{xx} = 0,82 \text{ кВт}, \Delta P_{кз} = 4,2 \text{ кВт} [16].$$

Тогда составят

$$\Delta W_T = 0,82 + 4,2 \cdot \left(\frac{96,8}{250}\right)^2 \cdot 8760 = 8509,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Общие потери на трансформаторе КТП составят

$$\Delta W_{об} = \Delta W_T + \Delta W_{л1} + \Delta W_{л2} \quad (2.17)$$

$$\Delta W_{об} = 8509,2 + 7990,84 + 859,33 = 17358,53 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Общее потребление электроэнергии за год определяется выражением

$$W_{год} = T_{\max} \cdot P_{\max}, \quad (2.18)$$

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

Тогда общее потребление электроэнергии за год составит

$$W_{год} = T_{\max} \cdot P_{\max}, = 4000 \cdot 89,056 = 356224 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

допустимые потери энергии определяются согласно [16] по формуле.

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W_{об}}{W_{год}} \cdot 100 \quad (2.19)$$

$$\Delta W\% = \frac{17358,53}{356224} \cdot 100 = 4,87 \%$$

Полученные потери не превышает допустимые значения.

Таблица 2.2 – Расчёт линий КТП №32–16–108

1 линия														
№ уч-ка	P, кВт	Q, кВАр	L, м	U, кВ	R, Ом	X, Ом	ΔU, В	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	I, А	ΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %	
17–10	8,8	3,75	210	0,38	0,44	0,078	2,30	49,08	12,9%	9,57	2,30	12,647		
10–9	12,84	5,47	30				0,48			13,96	0,48	38,466		
9–8	19,36	8,25	30				0,72			21,04	0,72	87,451		
8–7	21,12	9,00	30				0,79			22,96	0,79	10,407		
7–3	26,48	11,28	120				3,96			28,78	3,96	65,441		
3–2	38,01	16,19	30				1,42			41,32	1,42	33,709		
2–1	40,04	17,06	30				1,5			43,52	1,5	37,406		
3/3–3/2	12,84	5,47	30				0,48			13,96	0,48	38,466		
3/2–3/1	16,632	7,09	30				0,62			18,08	0,62	64,542		
3/1–3	19,36	8,25	30				0,72			21,04	0,72	87,451		
10/20–10/9	12,84	5,47	330				5,28			13,97	5,28	42,366		
10/9–10/8	16,89	7,20	30				5,05			18,37	5,05	53,286		
10/1а–10	8,8	3,75	30				0,33			9,57	0,33	18,068		
10–7	21,12	9,00	90				2,37			22,96	2,37	31,222		
7/3–7	8,8	3,75	90				0,99			9,57	0,99	54,205		
7/1а–7	8,8	3,75	30				0,33			9,57	0,33	18,068		
7–4	26,48	11,28	90				2,97			28,79	2,97	49,110		
4–2	28,86	12,30	60				2,16			31,37	2,16	38,877		
15–14	8,8	3,75	30				0,33			9,57	0,33	18,068		
14–13	12,84	5,47	30				0,48			13,96	0,48	38,466		
13–11	19,36	8,25	60				1,45			21,04	1,45	17,490		
11–10	21,12	9,00	30				0,79			22,96	0,79	10,407		
10–8	23,76	10,12	60				1,78			25,83	1,78	26,343		
8–7	26,49	11,28	30				0,99			28,79	0,99	16,370		
7–6	28,86	12,30	30				1,08			31,37	1,08	19,438		
6–5	31,68	13,50	30				1,18			34,43	1,18	23,416		
5–4	34,32	14,62	30				1,28			37,30	1,28	27,482		
4–3	36,78	15,67	30				1,37			39,98	1,37	31,570		
3–2	38,02	16,19	30				1,42			41,32	1,42	33,720		
2–1	50,16	21,37	30				1,87			54,52	1,87	58,704		
1–ТП	69,70	75,76	30	2,6	75,56	2,6	11,333							
2 линия														
№ уч-ка	P, кВт	Q, кВАр	L, м	U, кВ	R, Ом	X, Ом	ΔU, В	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	I, А	ΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %	
11–10	8,8	3,75	30	0,38	0,44	0,078	0,33	8,79	2,3%	9,57	14,72	18,068	2,26%	
10–9	12,84	5,47	30				0,59			13,96	21,47	40,215		
9–8	16,896	7,20	30				0,77			18,37	28,25	69,635		
8–ТП	19,36	8,25	240				7,10			21,04	32,37	731,414		

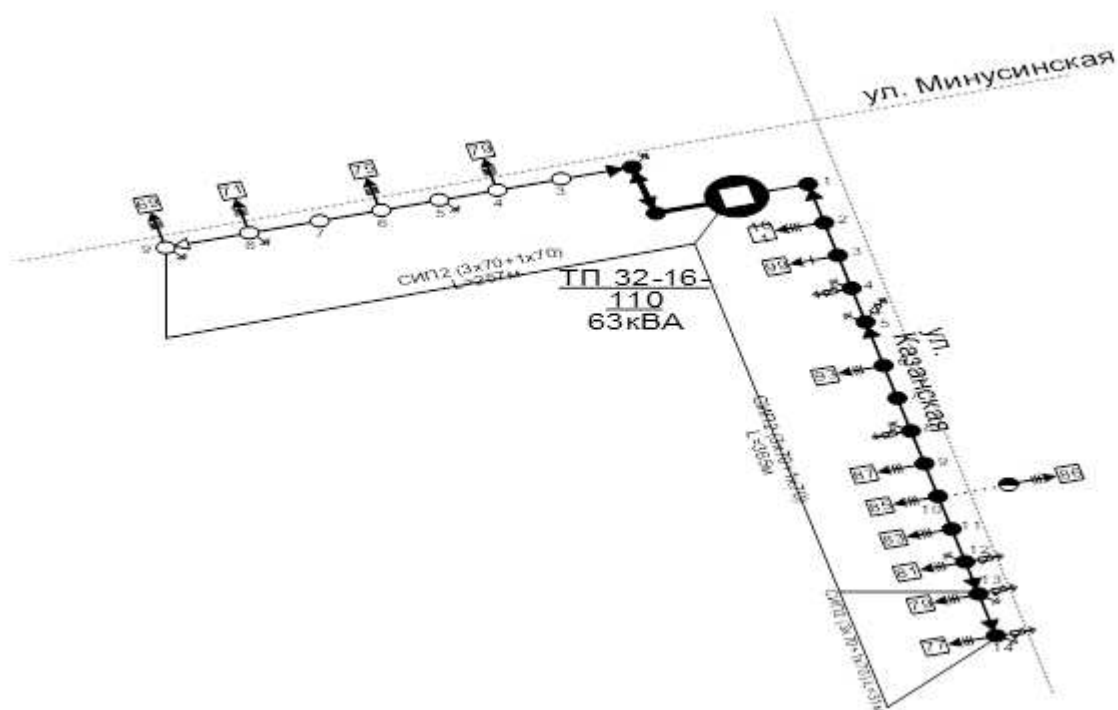


Рисунок 2.2– Схема сети 0,4 кВ, получающей питание от КТП №32–16–110

Таблица 2.3 – Расчёт линий КТП №32–16–110

1 линия													
№ уч-ка	P, кВт	Q, кВАр	L, м	U, кВ	R, Ом	X, Ом	ΔU , В	$\Sigma \Delta U$, В	ΔU , %	S, кВА	I, А	$\Delta W_{л.}$, кВт·ч	$\Delta W_{л.}$, %
9/1_8/1	8,8	3,75	30	0,38	0,44	0,078	0,33	6,6	1,73%	9,57	14,72	18,06	1,12%
8/1_6/1	12,84	5,47	60		СИП-2 3×70+1×70		1,18			13,97	21,47	80,43	
6/1_4/1	16,896	7,20	60				1,55			16,89	28,25	139,27	
4/1 ТП	19,36	8,25	120				3,55			16,36	32,37	1365,7	
2 линия													
№ уч-ка	P, кВт	Q, кВАр	L, м	U, кВ	R, Ом	X, Ом	ΔU , В	$\Sigma \Delta U$, В	ΔU , %	S, кВА	I, А	$\Delta W_{л.}$, кВт·ч	$\Delta W_{л.}$, %
14_13	8,80	3,75	30	0,38	0,44	0,78	0,33	12,03	3,96%	9,57	14,72	18,06	2,62%
13_12	16,37	5,47	30		СИП-1 3×70+1×70		0,48			13,97	21,48	35,51	
12_11	19,36	7,20	30				0,63			18,37	28,25	66,6	
11_10	22,00	8,25	30				0,72			21,04	32,37	87,45	
10_9	24,29	9,00	30				0,79			22,96	35,32	104,07	
9_6	28,86	10,12	90				2,66			25,83	39,73	1317,38	
6_3	8,80	11,28	90				2,97			28,78	44,28	490,81	
3_2	33,44	12,30	30				1,08			31,37	28,27	194,38	
2 ТП	8,80	13,50	60				2,37			34,43	52,98	468,33	

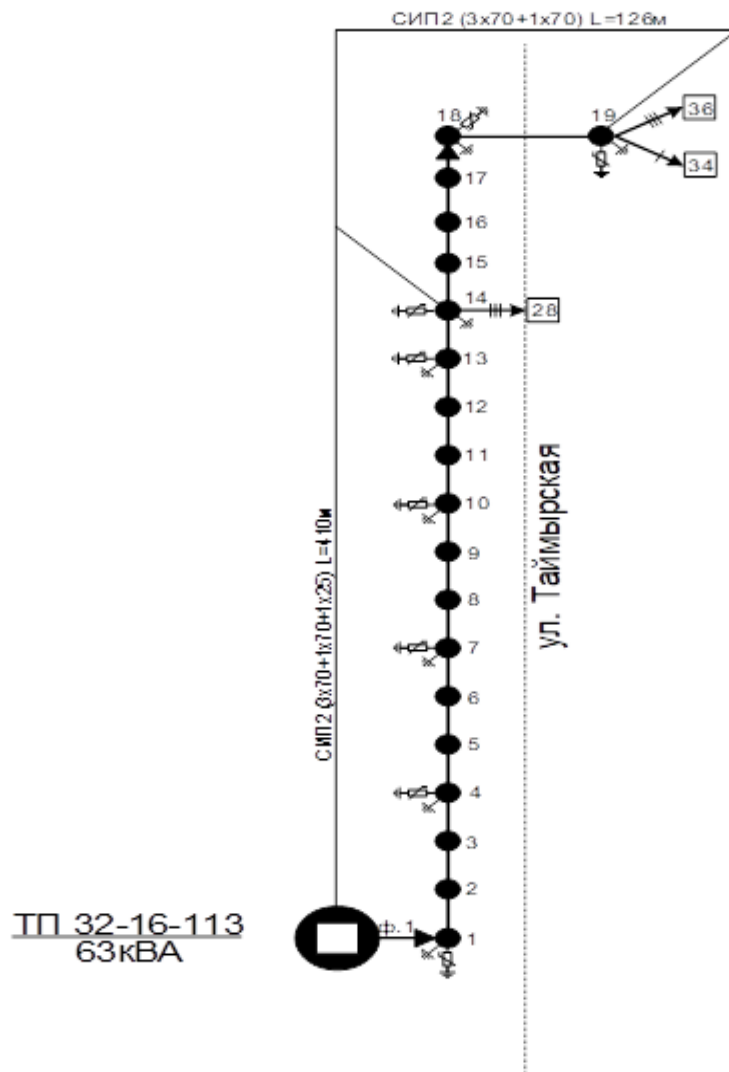


Рисунок 2.3– Схема сети 0,4 кВ, получающей питание от КТП №32–16–113

Таблица 2.4 – Расчёт линий КТП №32–16–113

1 линия													
№ уч-ка	P, кВт	Q, кВАр	L, м	U, кВ	R, Ом	X, Ом	ΔU , В	$\Sigma \Delta U$, В	ΔU , %	S, кВА	I, А	$\Delta W_{л.}$, кВт·ч	$\Delta W_{л.}$, %
19–14	12,848	5,47	150	0,38	0,44	0,078	2,4	12,46	3,26%	13,97	21,45	192,57	2,34%
14–ТП	16,896	7,20	420		СИП-2 3×70+1×70	10,07	18,37			28,25	905,2		

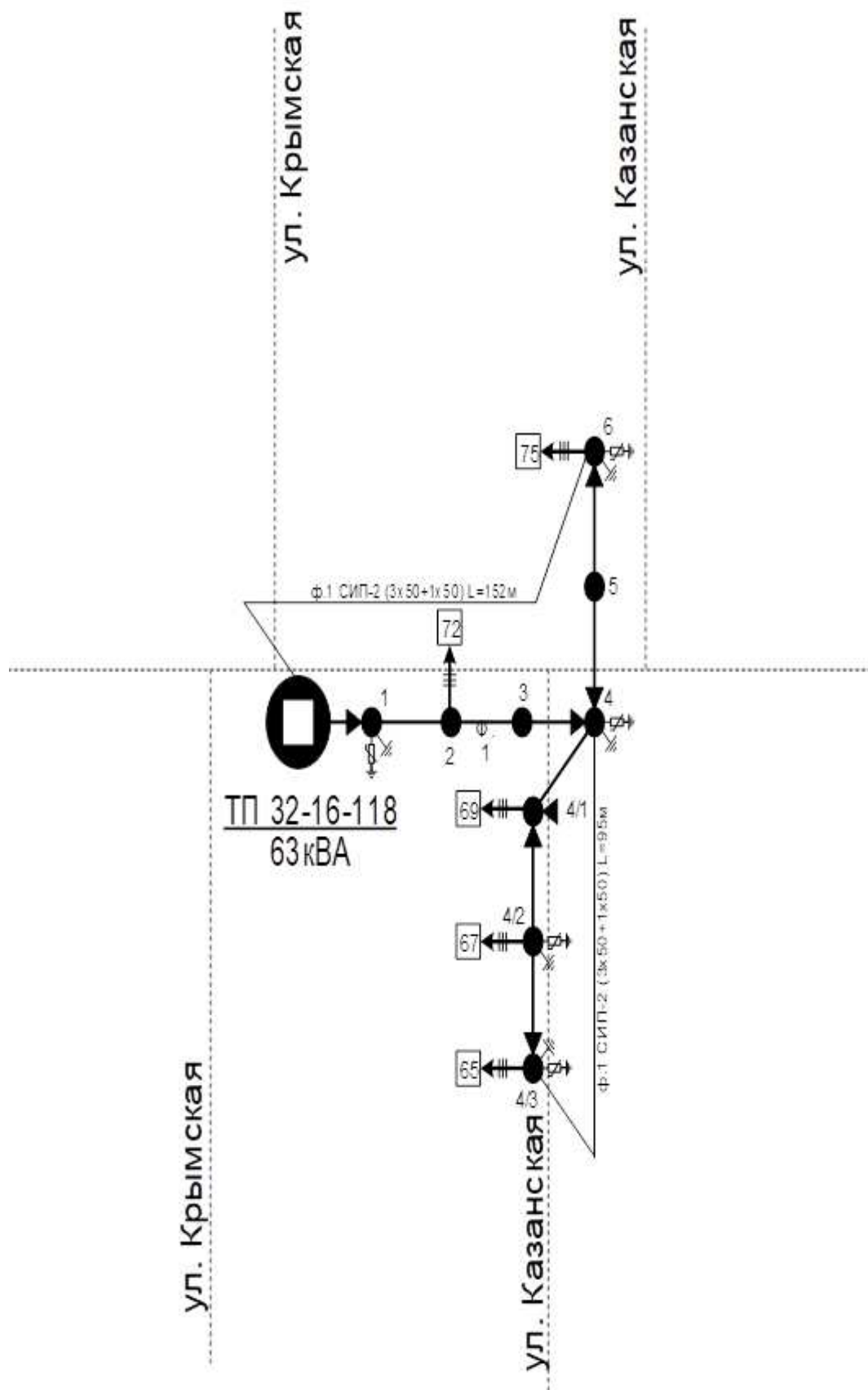


Рисунок 2.4 – Схема сети 0,4 кВ, получающей питание от КТП №32–16–118

Таблица 2.5 – Расчёт линий КТП №32–16–118

2 линия													
№ уч-ка	P, кВт	Q, кВАр	L, м	U, кВ	R, Ом	X, Ом	ΔU, В	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	I, А	ΔWл, кВт·ч	ΔWл, %
4/3_4/2	8,8	3,75	30	0,38	0,44	0,078	0,33	5,12	1,3%	9,57	14,72	18,068	2,24%
4/2_4/1	12,848	5,47	30		СИП-2 3×70+1×70	0,48				13,96	21,48	38,51	
4/1_4	16,896	7,20	30			0,63				18,37	28,25	66,6	
6_4	8,8	3,75	60			0,66				9,57	14,72	36,13	
4_2	19,36	8,25	60			1,45				21,04	32,37	174,9	
2 ТП	21,12	9,00	60			1,58				22,96	35,32	208,14	

Определяем максимальную нагрузку трансформаторов согласно [16] кВА .

$$S_{ТП} = (S_{л1} + \dots + S_{лn}) \quad (2.20)$$

$$\text{КТП №32–16–108 } S_{ТП} = (75,56 + 21,04) = 96,6 \text{ кВА}$$

$$\text{КТП №32–16–110 } S_{ТП} = (34,43 + 16,36) = 50,79 \text{ кВА}$$

$$\text{КТП №32–16–113 } S_{ТП} = 18,37 \text{ кВА}$$

$$\text{КТП №32–16–118 } S_{ТП} = 22,96 \text{ кВА}$$

Определяем коэффициент загрузки трансформаторов

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n \cdot S_{ном}} \cdot 100 \quad (2.21)$$

$$\text{КТП №32–16–108 } K_3 = \frac{96,6}{250} \cdot 100\% = 38,64\%$$

$$\text{КТП №32–16–110 } K_3 = \frac{50,79}{63} \cdot 100\% = 80,6\%$$

$$\text{КТП №32–16–113 } K_3 = \frac{18,37}{63} \cdot 100\% = 29,15\%$$

$$\text{КТП №32–16–118 } K_3 = \frac{22,96}{63} \cdot 100\% = 36,44\%$$

Выполнив расчеты существующей схемы электроснабжения, было выявлено, что данные показатели коэффициент загрузки и потери энергии за год лежат в допустимых пределах.

3 Реконструкция схемы электроснабжения в связи с подключением новых коттеджей

На территории проектируемого объекта находятся не подключенные коттеджи. При разработке схемы электроснабжения не подключенных коттеджей необходимо решить вопрос о присоединении их либо к существующим КТП либо осуществить

выбор новых КТП для подключения этих коттеджей.

По существующей схеме от КТП№32–16–108 было запитано 36 коттеджей, при этом загрузка на ТП составляла $K_3 = 38,64\%$. С учетом этого было принято решение о присоединении еще 32 коттеджей к этой ТП. Таким образом, в итоге получаем 68 коттеджей в границах улиц Арбатская, Ростовская, Спасская.

От КТП№32–16–110 было запитано 14 коттеджей при этом загрузка на ТП составляла $K_3 = 80,6\%$. С учетом этого было принято решение о присоединении еще 44 коттеджа, в итоге получаем 58 коттеджей в границах улиц Арбатская, Ростовская, Спасская.

От КТП№32–16–118 было запитано 15 коттеджей, при этом загрузка на ТП составляла $K_3 = 36,44\%$. С учетом этого было принято решение о присоединении еще 59, в итоге получаем коттеджей 64 в границах улиц Ростовская

От КТП№32–16–113 было запитано 2 коттеджа, при этом загрузка на ТП составляла $K_3 = 29,15\%$. С учетом этого было принято решение о присоединении еще 46 в итоге получаем 48 коттеджей в границах улиц Татарская.

Добавляем в схему еще 10 КТП и запутываем к ним оставшиеся коттеджи.

От КТП№1 запитываем 82 коттеджей в границах улиц Львовская, Амурская, Свердловская.

От КТП№2 запитываем 51 коттеджей в границах улицы Львовская проспекта Олимпийский.

От КТП№3 запитываем 51 коттеджей в границах улиц Новгородская.

От КТП№4 запитываем 60 коттеджей в границах улиц Крымская, Казанская.

От КТП№5 запитываем 60 коттеджей в границах улиц Севастопольская, Омская.

От КТП№6 запитываем 55 коттеджей в границах улиц Таймырская, Севастопольская.

От КТП№7 запитываем 65 коттеджей в границах улиц Крымская, Казанская, Севастопольская.

От КТП№8 запитываем 72 коттеджей в границах улиц Львовская Амурская, Свердловская проспект Олимпийский.

От КТП№9 запитываем 60 коттеджей в границах улиц Крымская, Новгородская.

От КТП№10 запитываем 68 коттеджей в границах улиц Донецкая, Казанская, Севастопольская.

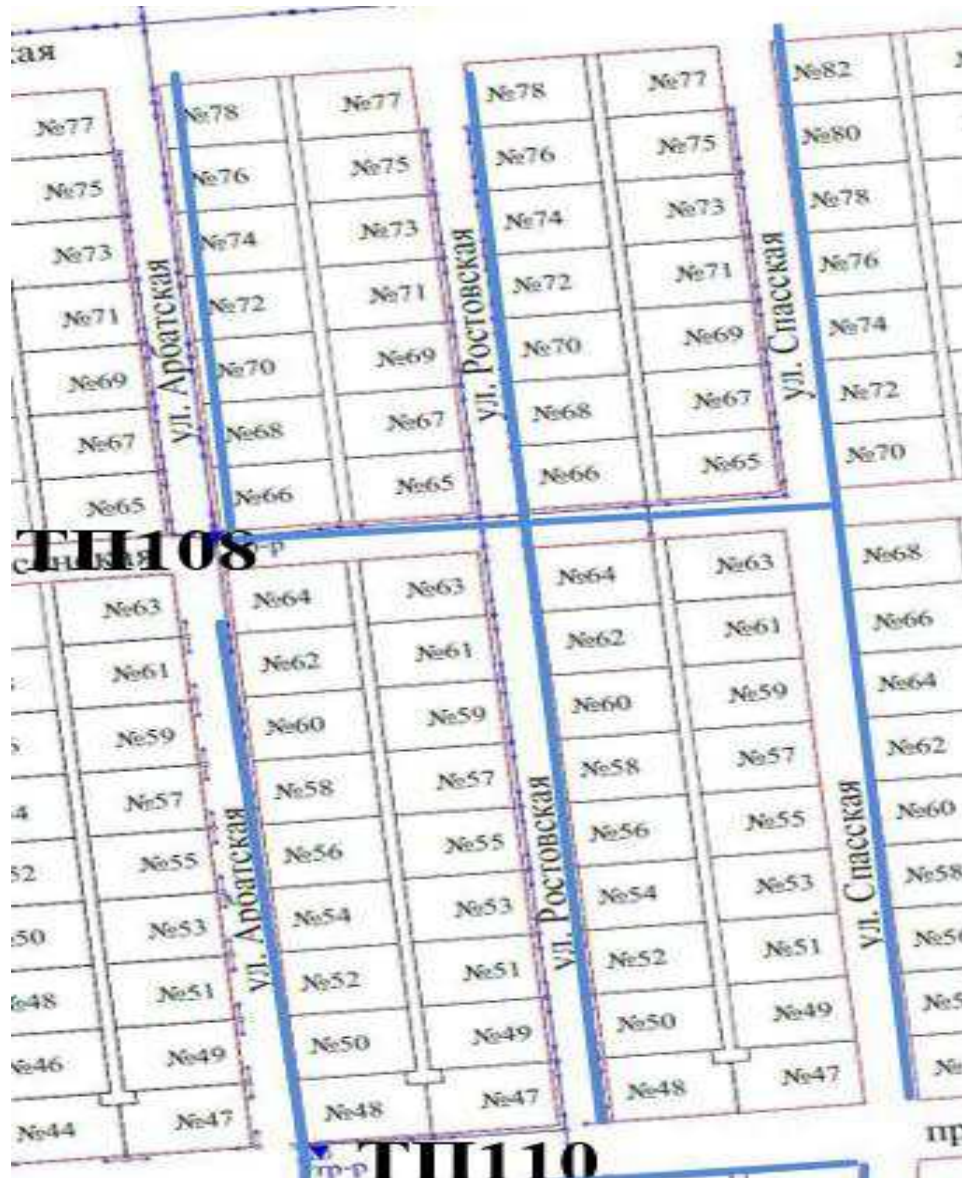


Рисунок 3.1 – Схема КТП №32–16–108 после реконструкции.

Выберем мощность КТП исходя из расчетной загрузки.

Таблица 3.1 – Расчетные параметры КТП №32–16–108

2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
49,1	20,92	83	100	СИП-2 3×50+1×50	11,12	2,92%	53,37	2535	2,26%
1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
97,9	41,72	146,94	180	СИП-2 3×95+1×95	16,4	4,3%	106,46	6918	3,64

$$S_{ТП} = (53,37 + 106,46) = 159,83 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП 250/10/0,4

$$\text{КТП №32–16–108 } K_3 = \frac{159,83}{250} \cdot 100\% = 63,93\%$$

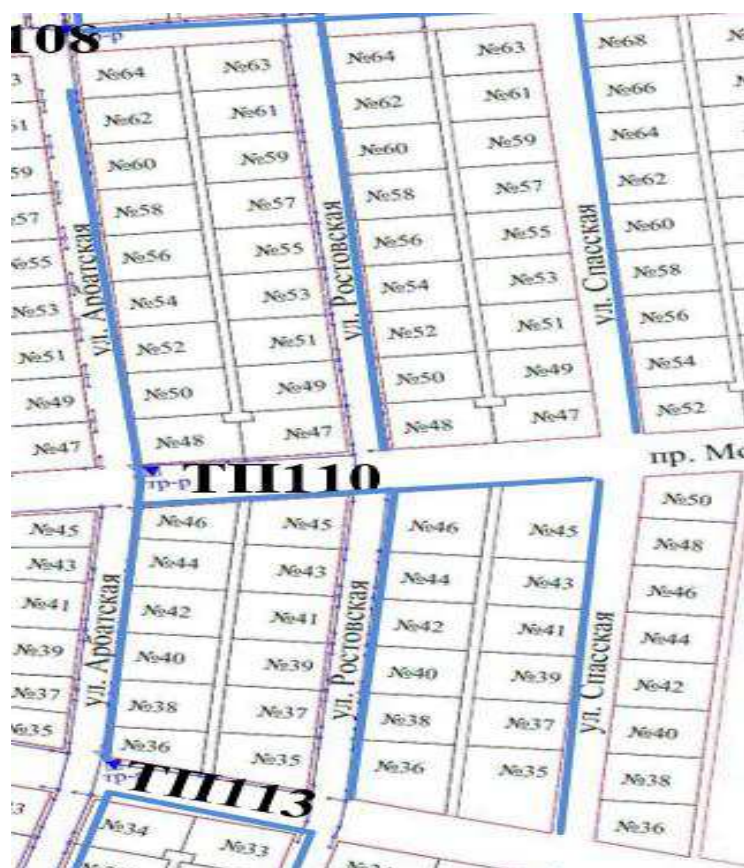


Рисунок 3.2 – Схема КТП №32–16–110 после реконструкции

Таблица 3.2 – Расчетные параметры КТП №32–16–110

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
42,7	18,19	71,46	100	СИП-2 3×50+1×50	10,88	2,92%	46,41	2156	2,06%
2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
82,3	35,06	127,72	140	СИП-2 3×70+1×70	16,1	4,22%	89,46	6127	3,37%

$$S_{ТП} = (46,41 + 89,46) = 135,87 \text{кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора на 160 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №32–16–110 } K_3 = \frac{135,87}{160} \cdot 100\% = 84,9\%$$



Рисунок 3.3 – Схема КТП №32–16–118 после реконструкции

Таблица 3.3 – Расчетные параметры КТП №32–16–118

1 линия										
Р, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %	
49,1	20,92	83	100	СИП-2 3×50+1×50	11,12	2,92%	53,37	2535	2,26%	
2 линия										
Р, кВт	Q, квар	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %	
97,9	41,72	132,94	140	СИП-2 3×70+1×70	16,4	4,3%	106,46	6918	3,64	

$$S_{ТП} = (53,37 + 106,46) = 159,83 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.
Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №32–16–118 } K_3 = \frac{159,83}{250} \cdot 100\% = 63,93\%$$



Рисунок 3.4 – Схема КТП №32–16–113 после реконструкции

Таблица 3.4 – Расчетные параметры КТП №32–16–113

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
112,3	47,84	150,45	180	СИП-2 3×95+1×95	17,25	4,54%	122,3	28529,96	3,53%

$$S_{ТП} = 122,3 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора на 160 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №32–16–113 } K_3 = \frac{122,3}{160} \cdot 100\% = 76,43\%$$



Рисунок 3.5 – Схема присоединения к КТП №1

Таблица 3.5 – Расчетные параметры КТП №1

1 линия									
Р, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
109,72	46,74	167,76	180	СИП-1 3×95+1×95	16,85	4,6%	119,26	30346	4,73%
2 линия									
Р, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
102,3	43,58	164,27	180	СИП-1 3×95+1×95	16,13	4,2%	111,2	29867	4,54%

$$S_{ТП} = (119,26 + 111,2) = 230,46 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.
Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №1 } K_3 = \frac{230,46}{250} \cdot 100\% = 92,18\%$$

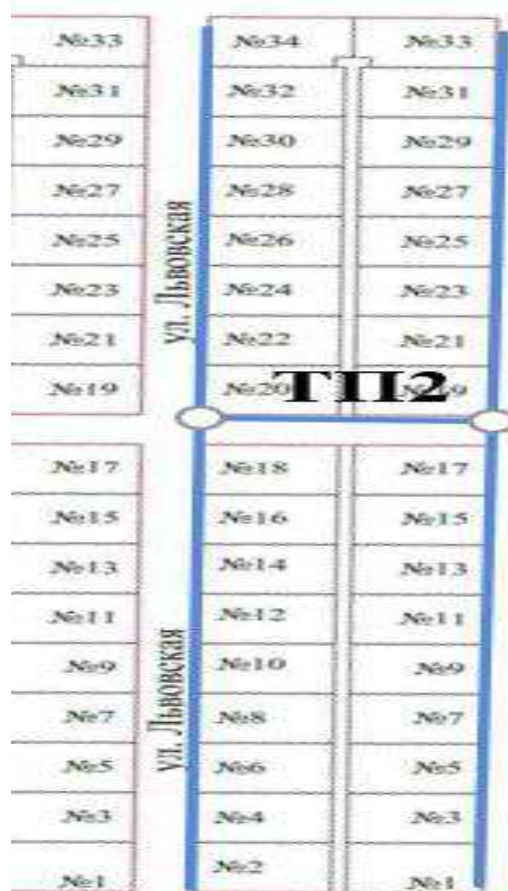


Рисунок 3.6 – Схема присоединения к КТП №2

Таблица 3.6 – Расчетные параметры КТП №2

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
36,6	15,59	70,35	100	СИП-2 3×50+1×50	9,23	2,42%	39,78	2058	1,96%
2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
76,7	32,67	123,47	140	СИП-2 3×70+1×70	15,8	4,15%	83,37	6149	3,16%

$$S_{ТП} = (39,78 + 83,37) = 123,15 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 160 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №2 } K_3 = \frac{123,15}{160} \cdot 100\% = 76,9\%$$

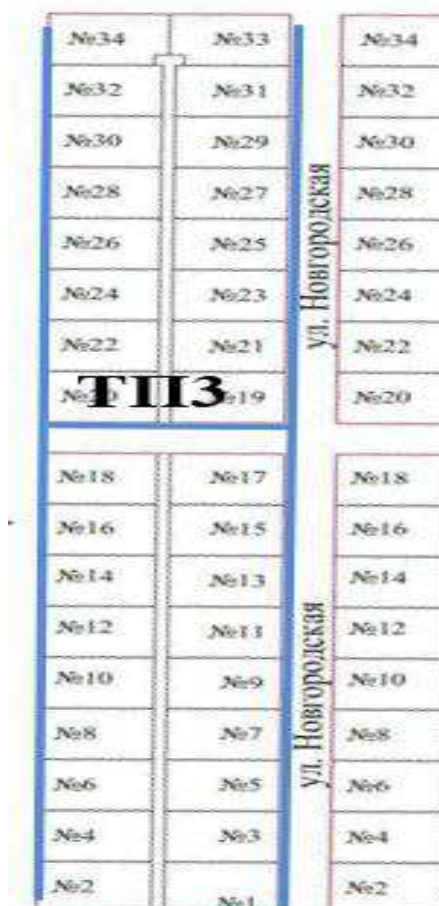


Рисунок 3.7 – Схема присоединения к КТП №3

Таблица 3.7 – Расчетные параметры КТП №3

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
36,6	15,59	70,35	100	СИП-2 3×50+1×50	9,23	2,42%	39,78	2058	1,96%
2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
76,7	32,67	123,47	140	СИП-2 3×70+1×70	15,8	4,15%	83,37	6149	3,16%

$$S_{ТП} = (39,78 + 83,37) = 123,15 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 160 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №3 } K_3 = \frac{123,15}{160} \cdot 100\% = 76,9\%$$



Рисунок 3.8 – Схема присоединения к КТП №4

Таблица 3.8 – Расчетные параметры КТП №4

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
50,7	21,6	94,78	100	СИП-2 3×50+1×50	10,11	2,26%	55,11	2734	2,29%
2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
80,9	34,46	95,36	100	СИП-2 3×50+1×50	10,21	2,29%	87,93	2786	2,35%

$$S_{ТП} = (55,11 + 87,93) = 143,04 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 160 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №4 } K_3 = \frac{143,04}{160} \cdot 100\% = 89,4\%$$



Рисунок 3.9 – Схема присоединения к КТП №5

Таблица 3.9 – Расчетные параметры КТП №5

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
50,7	21,6	94,78	100	СИП-2 3×50+1×50	10,11	2,26%	55,11	2734	2,29%
2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
80,9	34,46	95,36	100	СИП-2 3×50+1×50	10,21	2,29%	87,93	2786	2,35%

$$S_{ТП} = (55,11 + 87,93) = 143,04 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 160 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №5 } K_3 = \frac{143,04}{160} \cdot 100\% = 89,4\%$$



Рисунок 3.10 – Схема присоединения к КТП №6

Таблица 3.10– Расчетные параметры КТП №6

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
26,8	11,42	50,35	70	СИП-2 3×35+1×35	8,11	2,22%	29,13	1567	1,56%
2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
83,4	35,53	128,47	140	СИП-2 3×70+1×70	15,6	4,1%	90,65	6654	3,5%

$$S_{ТП} = (29,13 + 90,65) = 119,68 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 160 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №7 } K_3 = \frac{119,68}{160} \cdot 100\% = 74,8\%$$



Рисунок 3.12 – Схема присоединения к КТП №7

Таблица 3.11 – Расчетные параметры КТП №7

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
49,1	20,92	87,36	100	СИП-2 3×50+1×50	11,37	2,94%	53,37	2597	2,29%
2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
87,9	37,45	138,94	140	СИП-2 3×70+1×70	16,21	4,2%	95,54	6918	3,98%

$$S_{\text{ТП}} = (53,37 + 95,54) = 148,91 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №7 } K_3 = \frac{148,91}{250} \cdot 100\% = 93,06\%$$



Рисунок 3.13 – Схема присоединения к КТП №8

Таблица 3.12 – Расчетные параметры КТП №8

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
90,3	38,47	157,76	180	СИП-2 3×95+1×95	14,39	3,7%	98,5	30346	4,73%
2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
74,36	31,68	134,27	140	СИП-2 3×70+1×70	16,78	4,6%	80,83	19798	2,37%

$$S_{ТП} = (98,5 + 80,83) = 176,33 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №8 } K_3 = \frac{176,33}{250} \cdot 100\% = 0,70\%$$

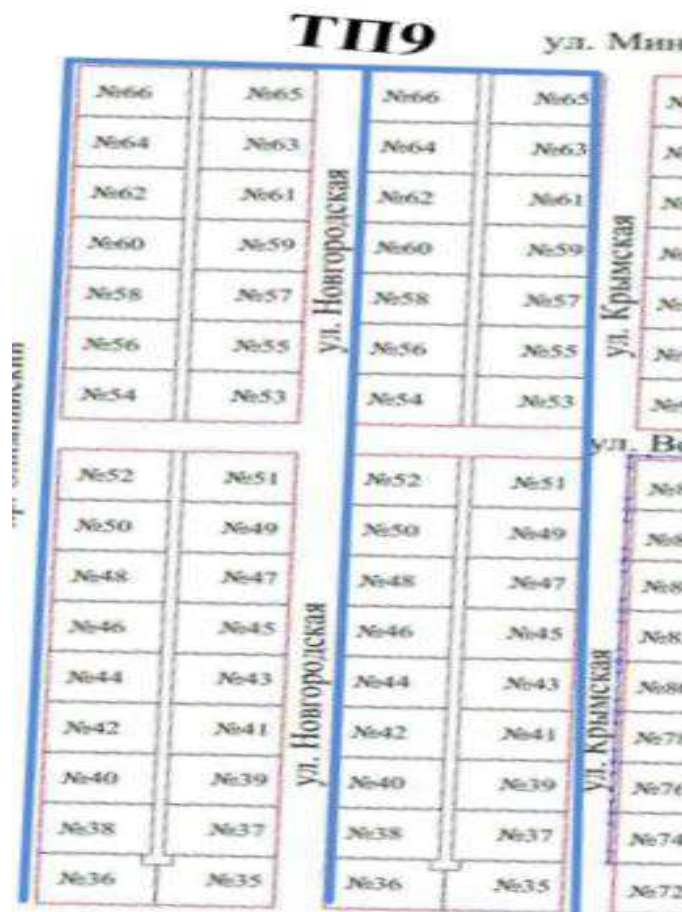


Рисунок 3.14 – Схема присоединения к КТП №9

Таблица 3.13 – Расчетные параметры КТП №9

1 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
49,1	20,92	83	100	СИП-2 3×40+1×40	11,12	2,92%	53,37	2535	2,26%
2 линия									
P, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
97,9	41,72	132,94	140	СИП-1 3×70+1×70	16,4	4,3%	106,46	6918	3,64

$$S_{ТП} = (55,11 + 87,93) = 143,04 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 160 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$\text{КТП №9 } K_3 = \frac{143,04}{160} \cdot 100\% = 89,4\%$$



Рисунок 3.15 – Схема присоединения к №10

Таблица 3.14 – Расчетные параметры КТП №10

1 линия									
Р, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
49,1	20,92	83	100	СИП-2 3×40+1×40	11,12	2,92%	53,37	2535	2,26%
2 линия									
Р, кВт	Q, кВАр	I _{рас} , А	I _{доп} , А	Сечение	ΣΔU, В	ΔU, %	S, кВА	ΣΔW _л , кВт·ч	ΔW _л , %
97,9	41,72	132,94	140	СИП-2 3×70+1×70	16,4	4,3%	106,46	6918	3,64

$$S_{ТП} = (53,37 + 106,46) = 159,83 \text{ кВА}$$

Принимаем мощность трансформатора 250 кВА.

Выбираем КТП 160/10/0,4

$$КТП \text{ №10 } K_3 = \frac{159,83}{250} \cdot 100\% = 63,93\%$$

Таблица 3.15 – Выбор трансформаторов на подстанциях

№ КТП	S _{тр} , кВА	K ₃	Марка трансформатора
32–16–108	159,8	0,64	1xTM-250/10/0,4
32–16–113	122,3	0,76	1xTM-160/10/0,4
32–16–118	159,8	0,64	1xTM-250/10/0,4
32–16–110	135,87	0,84	1xTM-160/10/0,4
1	230,46	0,92	1xTM-250/10/0,4
2	123,15	0,76	1xTM-160/10/0,4
3	123,15	0,76	1xTM-160/10/0,4
4	143,04	0,83	1xTM-250/10/0,4
5	143,04	0,83	1xTM-250/10/0,4
6	119,68	0,74	1xTM-160/10/0,4
7	148,91	0,93	1xTM-250/10/0,4
8	176,33	0,7	1xTM-250/10/0,4
9	143,04	0,83	1xTM-250/10/0,4
10	159,8	0,64	1xTM-250/10/0,4

Дневной максимум нагрузок линии:

$$\text{участок 1–2 } P_d = 102,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 2–3 } P_d = 102,4 + 0,73 \cdot 102,4 = 102,4 + 75 = 177,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 3–4 } P_d = 177,4 + 0,73 \cdot 102,4 = 177,4 + 75 = 252,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 4–5 } P_d = 252,4 + 0,73 \cdot 102,4 = 252,4 + 75 = 327,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 5–6 } P_d = 327,4 + 0,73 \cdot 102,4 = 327,4 + 75 = 407,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 6–7 } P_d = 407,4 + 0,73 \cdot 102,4 = 407,4 + 75 = 482,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 7–8 } P_d = 482,4 + 0,73 \cdot 160 = 482,4 + 123 = 605,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 8–9 } P_d = 605,4 + 0,73 \cdot 102,4 = 605,4 + 75 = 780,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 9–ПС } P_d = 780,4 + 0,73 \cdot 160 = 780,4 + 123 = 903,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 10–11 } P_d = 102,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 11–12 } P_d = 102,4 + 0,73 \cdot 160 = 102,4 + 123 = 225, \text{ кВт};$$

$$\text{участок 12–13 } P_d = 225,4 + 0,73 \cdot 102,4 = 225,4 + 75 = 300,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 13–14 } P_d = 300,4 + 0,73 \cdot 102,4 = 300,4 + 75 = 375,4 \text{ кВт};$$

$$\text{участок 14–ПС } P_d = 375,4 + 0,73 \cdot 160 = 375,4 + 123 = 498,4 \text{ кВт};$$

Определяем полную мощность S , этого же участка согласно [1]. по формуле (2.4).

$$\text{участок 1–2 } S = \frac{102,4}{0,8} = 128,05 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 2–3 } S = \frac{177,4}{0,8} = 221,75 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 3–4 } S = \frac{252,4}{0,8} = 315,5 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 4–5 } S = \frac{327,4}{0,8} = 409,25 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 5–6 } S = \frac{407,4}{0,8} = 509,25 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 6–7 } S = \frac{482,4}{0,8} = 603 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 7–8 } S = \frac{605,4}{0,8} = 756,75 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 8–9 } S = \frac{780,4}{0,8} = 975,5 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 9–ПС } S = \frac{903,4}{0,8} = 1129,25 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 10–11 } S = \frac{102,4}{0,8} = 128 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 11–12 } S = \frac{225,4}{0,8} = 281,75 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 12–13 } S = \frac{300,4}{0,8} = 375,5 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 13–14 } S = \frac{375,4}{0,8} = 469,25 \text{ кВА};$$

$$\text{участок 14–ПС } S = \frac{498,4}{0,8} = 623 \text{ кВА};$$

Определяем реактивную мощность Q , этих же участков по формуле (2.5).

$$\text{участок 1–2 } Q = \sqrt{128,05^2 - 102,44^2} = 76,83 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 2–3 } Q = \sqrt{221,75^2 - 177,44^2} = 133,05 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 3–5 } Q = \sqrt{315,5^2 - 252,4^2} = 189,3 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 4–5 } Q = \sqrt{409,25^2 - 327,4^2} = 245,55 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 5–6 } Q = \sqrt{509,25^2 - 407,4^2} = 305,55 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 6–7 } Q = \sqrt{603^2 - 482,4^2} = 361,8 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 7–8 } Q = \sqrt{756,75^2 - 605,4^2} = 454,05 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 8–9 } Q = \sqrt{975,5^2 - 780,4^2} = 585,3 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 9–ПС } Q = \sqrt{1129,25^2 - 903,4^2} = 677,55 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 10–11 } Q = \sqrt{128^2 - 102,4^2} = 76,8 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 11–12 } Q = \sqrt{281,75^2 - 225,4^2} = 169,05 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 12–13 } Q = \sqrt{375,5^2 - 300,4^2} = 225,3 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 13–14 } Q = \sqrt{469,25^2 - 375,4^2} = 281,55 \text{ кВАр};$$

$$\text{участок 14–ПС } Q = \sqrt{623^2 - 498,4^2} = 373,8 \text{ кВАр}$$

Результаты расчёта приведены в таблице (4.2).

4.1 Расчет проводов и выбор сечения проводников

Исходя из расчётной полной нагрузки проектируемого объекта и значения номинального напряжения рассчитывается ток линии по формуле (2.10)

участок 1–2	$I = \frac{128,05}{(1,73 \cdot 10)} = 7,4 \text{ A};$
участок 2–3	$I = \frac{221,75}{(1,73 \cdot 10)} = 12,82 \text{ A};$
участок 3–4	$I = \frac{315,5}{(1,73 \cdot 10)} = 18,24 \text{ A};$
участок 4–5	$I = \frac{409,25}{(1,73 \cdot 10)} = 23,66 \text{ A};$
участок 5–6	$I = \frac{509,25}{(1,73 \cdot 10)} = 29,44 \text{ A};$
участок 6–7	$I = \frac{603}{(1,73 \cdot 10)} = 34,86 \text{ A};$
участок 7–8	$I = \frac{756,75}{(1,73 \cdot 10)} = 43,74 \text{ A};$
участок 8–9	$I = \frac{975,5}{(1,73 \cdot 10)} = 56,39 \text{ A};$
участок 9–ПС	$I = \frac{1129,75}{(1,73 \cdot 10)} = 65,27 \text{ A};$
участок 10–11	$I = \frac{128}{(1,73 \cdot 10)} = 7,4 \text{ A};$
участок 11–12	$I = \frac{281,75}{(1,73 \cdot 10)} = 16,29 \text{ A}.$
участок 12–13	$I = \frac{375,5}{(1,73 \cdot 10)} = 21,71 \text{ A};$
участок 13–14	$I = \frac{469,25}{(1,73 \cdot 10)} = 27,12 \text{ A};$
участок 14–ПС	$I = \frac{623}{(1,73 \cdot 10)} = 36,01 \text{ A};$

4.2 Определение потерь напряжения электрической сети 10кВ

Потери напряжения на участках линий находим по формулам (2.15).

Таблицы 4.1 – Сечение провода

Участок	Длина, км	S _{нагр} ВЛ, кВА	I _{раб} , А	I _{доп} , А	Сечение	R, Ом/км	X, Ом/км
1–2	0,15	128,05	7,40	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
2–3	0,39	221,75	12,82	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
3–4	0,3	315,50	18,24	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
4–5	0,343	409,25	23,66	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
5–6	0,275	509,25	29,44	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
6–7	0,39	603,00	34,86	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
7–8	0,43	756,75	43,74	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
8–9	0,375	975,50	56,39	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
9–ПС	3,407	1129,25	65,27	180	СИП–3(3×120)	0,335	0,078
10–11	0,15	128,00	7,40	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
11–12	0,3	281,75	16,29	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
12–13	0,32	375,50	21,71	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
13–14	0,24	469,25	27,12	140	СИП–3(3×70)	0,369	0,278
14–ПС	3,407	623,00	36,01	180	СИП–3(3×120)	0,335	0,078

$$\text{участок 1–2 } \Delta U = \frac{102,2 \cdot 0,369 + 76,83 \cdot 0,278}{10} \cdot 0,15 = 0,89 \text{ В};$$

$$\text{участок 2–3 } \Delta U = \frac{177,4 \cdot 0,369 + 133,05 \cdot 0,278}{10} \cdot 0,39 = 4 \text{ В};$$

$$\text{участок 3–4 } \Delta U = \frac{252,4 \cdot 0,369 + 189,3 \cdot 0,278}{10} \cdot 0,3 = 4,37 \text{ В};$$

$$\text{участок 4–5 } \Delta U = \frac{327,4 \cdot 0,369 + 245,55 \cdot 0,278}{10} \cdot 0,343 = 6,49 \text{ В};$$

$$\text{участок 5–6 } \Delta U = \frac{407 \cdot 0,369 + 305,55 \cdot 0,278}{10} \cdot 0,275 = 6,47 \text{ В};$$

$$\text{участок 6–7 } \Delta U = \frac{482,4 \cdot 0,369 + 361 \cdot 0,278}{10} \cdot 0,39 = 10,86 \text{ В};$$

$$\text{участок 7–8 } \Delta U = \frac{605,4 \cdot 0,369 + 585 \cdot 0,278}{10} \cdot 0,53 = 18,53 \text{ В};$$

$$\text{участок 8–9 } \Delta U = \frac{780,4 \cdot 0,369 + 585,3 \cdot 0,278}{10} \cdot 0,375 = 16,9 \text{ В};$$

$$\text{участок 9–ПС } \Delta U = \frac{903,4 \cdot 0,335 + 677,55 \cdot 0,078}{10} \cdot 3,47 = 123,35 \text{ В};$$

$$\text{участок 10–11 } \Delta U = \frac{102,4 \cdot 0,576 + 76,8 \cdot 0,382}{10} \cdot 0,15 = 0,89 \text{ В};$$

$$\text{участок 11–12 } \Delta U = \frac{225,4 \cdot 0,576 + 169,05 \cdot 0,382}{10} \cdot 0,3 = 3,91 \text{ В};$$

$$\text{участок 12–13 } \Delta U = \frac{300,4 \cdot 0,576 + 225,3 \cdot 0,382}{10} \cdot 0,32 = 5,55 \text{ В};$$

$$\text{участок 13–14 } \Delta U = \frac{375,4 \cdot 0,576 + 393,8 \cdot 0,382}{10} \cdot 0,24 = 5,2 \text{ В};$$

$$\text{участок 14–ПС } \Delta U = \frac{498,4 \cdot 0,335 + 373,8 \cdot 0,078}{10} \cdot 3,47 = 68,05 \text{ В};$$

Определим суммарные потери напряжения в магистральной сети.

Сумма потерь напряжения на участках ветви линии до ТП будет равна

$$\sum \Delta U_{1-ПС} = 263,74 \text{ В}.$$

Потери напряжения, выраженные в процентах, определяются по формуле (2.16).

$$\Delta U \% = \frac{263,74}{10000} \cdot 100 = 2,63\%.$$

Полученные потери напряжения лежат в допустимых пределах.

4.3 Определение потерь энергии электрической сети 10 кВ

Расчёт потерь энергии в линии ведём по формуле (2.15)

Время максимальных потерь $\tau = 2107$ часов. [21].

$$\text{участок 1–2 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 7,4^2 \cdot 0,369 \cdot 0,15 \cdot 2107 = 19,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 2–3 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 12,82^2 \cdot 0,369 \cdot 0,39 \cdot 2107 = 149,4 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 3–4 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 18,24^2 \cdot 0,369 \cdot 0,3 \cdot 2107 = 232,7 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 4–5 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 23,66^2 \cdot 0,369 \cdot 0,343 \cdot 2107 = 447,7 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 5–6 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 29,44^2 \cdot 0,369 \cdot 0,275 \cdot 2107 = 555,7 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 6–7 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 34,86^2 \cdot 0,369 \cdot 0,39 \cdot 2107 = 1105,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 7–8 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 43,74^2 \cdot 0,369 \cdot 0,53 \cdot 2107 = 2365,3 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 8–9 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 56,39^2 \cdot 0,369 \cdot 0,375 \cdot 2107 = 2781 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 9–ПС } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 65,27^2 \cdot 0,335 \cdot 3,407 \cdot 2107 = 30739,07 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 10–11 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 7,4^2 \cdot 0,369 \cdot 0,15 \cdot 2107 = 19,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 11–12 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 16,29^2 \cdot 0,369 \cdot 0,3 \cdot 2107 = 185,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 12–13 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 21,71^2 \cdot 0,369 \cdot 0,32 \cdot 2107 = 351,6 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 13–14 } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 27,12^2 \cdot 0,369 \cdot 0,24 \cdot 2107 = 411,8 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$\text{участок 14–ПС } \Delta W_{\text{л}} = 3 \cdot 36,01^2 \cdot 0,335 \cdot 3,407 \cdot 2107 = 9355,93 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

Результаты расчёта приведены в таблице 4.2.

$$\Sigma W_{л} = 409474,71 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Таблица 4.2 – Расчёт линии ПС №29 110/10

№ участка	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	U Δ, В	ΔW _л , кВт·ч
1–2	102,44	76,83	128,05	0,89	1902
2–3	177,4	133,05	221,75	4,00	149,5
3–4	252,4	189,30	315,50	4,37	232,7
4–5	327,4	245,55	409,25	6,49	447,7
5–6	407,4	305,55	509,25	6,47	555,8
6–7	482,4	361,80	603,00	10,86	1105,1
7–8	605,4	454,05	756,75	18,53	2365,4
8–9	780,40	585,30	975,50	16,90	2781,0
9–ПС	903,4	677,55	1129,25	24,52	30739,07
10–11	102,4	76,80	128,00	0,89	19,2
11–12	225,4	169,05	281,75	3,91	185,6
12–13	300,4	225,30	375,50	5,55	351,6
13–14	375,4	281,55	469,25	5,20	411,9
14–ПС	498,4	373,80	623,00	8,63	9355,93

5 Выбор оборудования распределительной сети

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 ВЛ₁₋₂ доКТП-1.

$U_{номВЛ} = 10$ кВ, $I_{ном.ВЛ} = 7,4$ А. Выбираем выключатель ВВТЭ–М–10–20/630 с $U_{ном} = 10$ кВ, $I_{ном} = 630$ А.

Для остальных линий выбор осуществляется аналогично, сведем результаты в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор выключателей на 10 кВ

ВЛ	$U_{ном}$, кВ	$I_{расч}$, А	Тип выключателя	$I_{ном.откл}$, А	Кол-во
1–2	10	7,40	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
2–3	10	12,82	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
3–4	10	18,24	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
4–5	10	23,66	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
5–6	10	29,44	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
6–7	10	34,86	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
7–8	10	43,74	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
8–9	10	56,39	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
9–ПС	10	65,27	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
10–11	10	7,40	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
11–12	10	16,29	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
12–13	10	21,71	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
13–14	10	27,12	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1
14–ПС	10	36,01	ВВТЭ-М-10-20/630	630	1

ВВТЭ-М-10-20/630 со следующими параметрами: $U_{ном}=10$ кВ; $I_{ном}=630$ А; $I_{ном.откл.}=20$ кА; предельный ток термической стойкости $I_{пр.т. ст.}=20$ кА; собственное время выключателя $t_{вкл}=0,1$ с, $t_{откл}=0,18$ с.

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 5.2 – Выбор выключателей на 0,4 кВ

№ КТП		$I_{раб}$, А	$I_{ном,рас}$ А	Тип выключателя	$I_{ном,а}$, А	$I_{ном,рас}$ ц,т , А	$I_{откл}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
108	Линия 1	83	103,75	ВА88-32	160	125	12,5
	Линия 2	146,94	183,67	ВА88-37	250	200	25
110	Линия 1	42,7	53,37	ВА88-31	100	80	12,5
	Линия 2	82,3	102,8	ВА88-32	160	125	12,5

Окончание таблицы 5.2

№ КТП		$I_{\text{раб А}}$	$I_{\text{ном,рас}}, \text{ А}$	Тип выключателя	$I_{\text{ном,а}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном,рас ц,т}}, \text{ А}$	$I_{\text{откл}}, \text{ кА}$
1	2	3	4	5	6	7	9
118	Линия 1	49,1	61,3	ВА88-32	100	80	12,5
	Линия 2	97,9	122,3	ВА88-32	160	125	12,5
113	Линия 1	150,45	187,5	ВА88-37	250	200	25
1	Линия 1	167,76	209,7	ВА88-32	320	250	12,5
	Линия 2	164,27	205,3	ВА88-32	320	250	12,5
2	Линия 1	70,35	87,9	ВА88-32	160	125	12,5
	Линия 2	123,47	154,3	ВА88-33	200	160	17,5
3	Линия 1	70,35	87,9	ВА88-32	160	125	12,5
	Линия 2	123,47	154,3	ВА88-33	200	160	17,5
4	Линия 1	94,78	118,4	ВА88-32	160	125	12,5
	Линия 2	95,36	119,2	ВА88-32	160	125	12,5
5	Линия 1	94,78	118,4	ВА88-32	160	125	12,5
	Линия 2	95,36	119,2	ВА88-32	160	125	12,5
6	Линия 1	50,35	62,9	ВА88-32	100	80	12,5
	Линия 2	128,47	160,5	ВА88-37	250	200	12,5
7	Линия 1	87,36	109,2	ВА88-32	160	125	12,5
	Линия 2	138,94	173,67	ВА88-37	250	200	12,5
8	Линия 1	157,76	197,2	ВА88-37	250	200	12,5
	Линия 2	134,27	167,8	ВА88-37	250	200	12,5
9	Линия 1	83	110	ВА88-32	160	125	12,5
	Линия 2	132,94	183,67	ВА88-37	250	200	12,5
10	Линия 1	83	110	ВА88-32	160	125	12,5
	Линия 2	132,94	183,67	ВА88-37	250	200	12,5

6 Расчет токов короткого замыкания

6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

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

Изобразим схему замещения

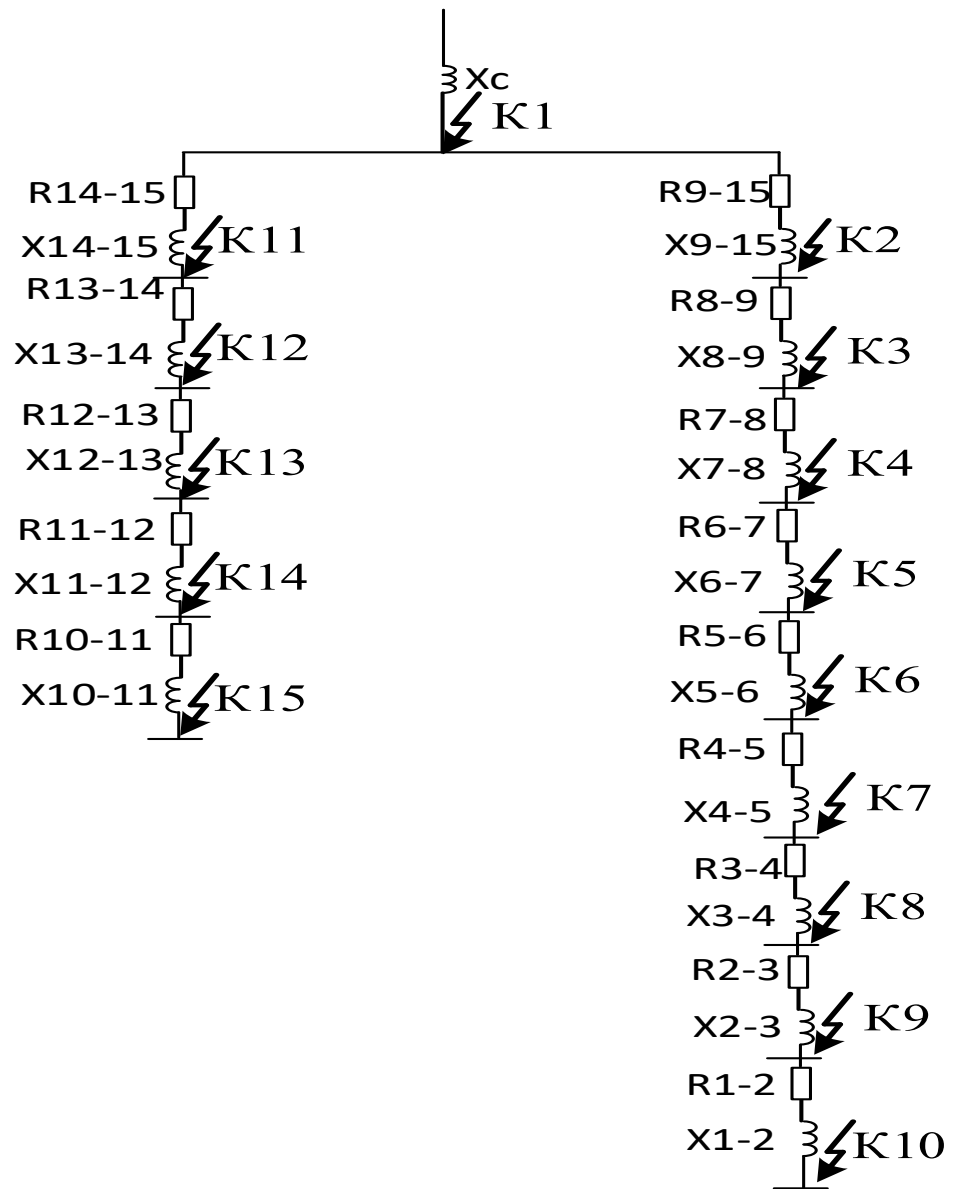


Рисунок 6.1 – Схема замещения

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:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{откл}} \quad (6.1)$$

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

S_6 – базисное значение мощности, равное 100 МВА.

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot I_{ном.откл} \cdot U_{ном} \quad (6.2)$$

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

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot 25 \cdot 10 = 433,01 \text{ МВА} \quad (6.3)$$

Базисное значение тока найдем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{U_6 \cdot \sqrt{3}} \quad (6.4)$$

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

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 5,499 \text{ кА} \quad (6.5)$$

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

$$R = r_0 \cdot L \cdot \frac{U_6}{U_6^2} \quad (6.6)$$

$$X = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (6.7)$$

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

Расчет сопротивлений сведем в таблицу 6.1.

Ток короткого замыкания трехфазный определяется по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{Z_\Sigma} \cdot I_6 \quad (6.8)$$

где Z_Σ – суммарное сопротивление участка до точки короткого замыкания.

Рассмотрим точку К1 короткого замыкания:

$$Z_\Sigma = \frac{S_6}{S_{откл}} = \frac{100}{433,01} = 0,23 \text{ о. е} \quad (6.9)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,23} \cdot 5,499 = 23,9 \text{ кА} \quad (6.10)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I \quad (6.11)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения X_Σ / R_Σ , $K_{уд} = 1$ [4].

Дальнейший расчет токов короткого замыкания на напряжение 10 кВ сведем в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Расчет сопротивлений

Участок	L, км	F, мм ²	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	R, о.е.	X, о.е.
1–2	0,15	35	0,369	0,278	0,527	0,397
2–3	0,39	35	0,369	0,278	1,370	1,032
3–4	0,3	35	0,369	0,278	1,054	0,794
4–5	0,343	35	0,369	0,278	1,205	0,908
5–6	0,275	35	0,369	0,278	0,966	0,728
6–7	0,39	35	0,369	0,278	1,370	1,032
7–8	0,53	35	0,369	0,278	1,862	1,403
8–9	0,375	35	0,369	0,278	1,317	0,992
9–ПС	3,407	35	0,365	0,078	1,651	1,244
10–11	0,15	35	0,369	0,278	0,527	0,397
11–12	0,3	35	0,369	0,278	1,054	0,794
12–13	0,32	35	0,369	0,278	1,124	0,847
13–14	0,24	35	0,369	0,278	0,843	0,635
14–ПС	3,407	35	0,365	0,078	1,054	0,794

Таблица 6.2 – Расчет токов КЗ

Точка кз	Z _Σ , о.е.	X _Σ / R _Σ	K _{уд}	I ⁽³⁾ _{кз} , кА	I _{уд} , кА
К1	0,289	0	1	19,03	26,9
К2	0,32	0,245	1	17,2	24,3
К3	0,730	0,245	1	7,53	10,65
К4	0,514	0,245	1	10,7	15,13
К5	0,714	0,245	1	7,7	10,89
К6	0,890	0,245	1	6,18	8,74
К7	0,345	0,245	1	15,94	22,54
К8	0,545	0,245	1	10,09	14,27
К9	0,779	0,245	1	7,06	9,98
К10	0,432	0,245	1	12,73	18
К11	0,214	0,245	1	15,62	22,09
К12	0,667	0,245	1	8,24	11,66
К13	0,563	0,245	1	9,77	13,81
К14	0,783	0,245	1	7,02	9,93
К15	0,543	0,245	1	10,13	14,32

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:

$$R_H = R_6 \cdot \left(\frac{U_{\text{ном,В}}}{U_{\text{ном,Н}}} \right)^2 \quad (6.12)$$

$$X_H = X_6 \cdot \left(\frac{U_{\text{ном,В}}}{U_{\text{ном,Н}}} \right)^2 \quad (6.13)$$

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

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

Для примера рассмотрим КТП №1 (до дома №1).

Расчетная схема имеет вид:

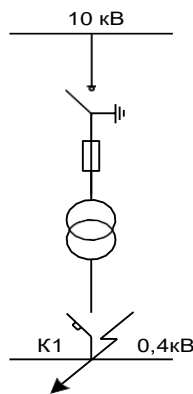


Рисунок 6.1 – Расчетная схема

Приведем сопротивления к низкому напряжению по формулам (6.12), (6.13):

$$R_{в\Sigma} = 0,32 \text{ Ом}; \quad (6.14)$$

$$X_{в\Sigma} = 0,08 \text{ Ом}; \quad (6.15)$$

$$R_{H\Sigma} = 0,32 \cdot 0,04^2 = 0,00051 \text{ Ом}; \quad (6.16)$$

$$X_{H\Sigma} = 0,08 \cdot 0,04^2 = 0,00087 \text{ Ом}. \quad (6.17)$$

Сопротивления трансформатора ТМ-250 10/0,4

$$R_{mp} = 0,0016 \text{ Ом}; \quad (6.18)$$

$$X_{тр} = 0,0029 \text{ Ом}. \quad (6.19)$$

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

$$R=R_{тр}+ R_{доб}=0,0016+0,015=0,0166 \text{ Ом}. \quad (6.20)$$

Длина линии до дома №1 $L=0,25 \text{ км}$.

Сопротивления линии до дома №1:

$$R_{0,4} = 0,411 \cdot 0,25 = 0,1 \text{ Ом}; X_{0,4}$$

$$= 0,0753 \cdot 0,25 = 0,019 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{H\Sigma} + R + R_{0,4})^2 + (X_{H\Sigma} + X_{0,4})^2} \quad (6.21)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,00051 + 0,0166 + 0,1)^2 + (0,00086 + 0,019)^2} = 0,12 \text{ Ом}.$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К1 найдем по формуле:

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

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,035} = 6,58 \text{ кА}$$

Из соотношения X_{Σ}/R_{Σ} , $K_{уд}=1,1$

Ударный ток для точки К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 6,58 = 9,3 \text{ кА} \quad (6.22)$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.3 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№ КТП	$R_{H\Sigma},$ $\text{Ом}10^{-3}$	$X_{H\Sigma},$ Ом 10^{-3}	$R_{0.4},$ Ом 10^{-3}	$X_{0.4},$ Ом 10^{-3}	$R_{гр},$ Ом 10^{-3}	$X_{гр},$ Ом 10^{-3}	$Z_{\Sigma},$ Ом 10^{-2}	$R_{0.4},$ Ом	$I^{(3)}_{кз},$ кА	$I_{уд},$ кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
108	0,51	0,87	0,1	12	5,5	1,71	35	6,58	1	9,31
110	0,53	0,87	7	1,3	5,5	1,71	24	9,68	1	13,69
118	0,15	0,77	23	2,2	5,5	1,71	40	5,78	1	8,18
113	0,22	0,79	9	17	5,5	1,71	26	8,74	1	12,36
1	0,13	0,7	23	21	5,5	1,71	42	5,77	1	8,24
2	0,51	0,87	10	12	5,5	1,71	35	6,58	1	9,31
3	0,53	0,87	7	13	5,5	1,71	24	9,68	1	13,69
4	0,15	0,77	23	2,2	5,5	1,71	40	5,78	1	8,18
5	0,22	0,79	9	17	5,5	1,71	26	8,74	1	12,36
6	0,13	0,7	23	21	5,5	1,71	42	5,77	1	8,24
7	0,51	0,87	10	12	5,5	1,71	35	6,58	1	9,31
2	0,51	0,87	10	12	5,5	1,71	35	6,58	1	9,31
3	0,53	0,87	7	13	5,5	1,71	24	9,68	1	13,69
4	0,15	0,77	23	2,2	5,5	1,71	40	5,78	1	8,18

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 (7.1).

$$V = \frac{(U_{ип} - \Delta U_{участка}) - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (7.1)$$

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:

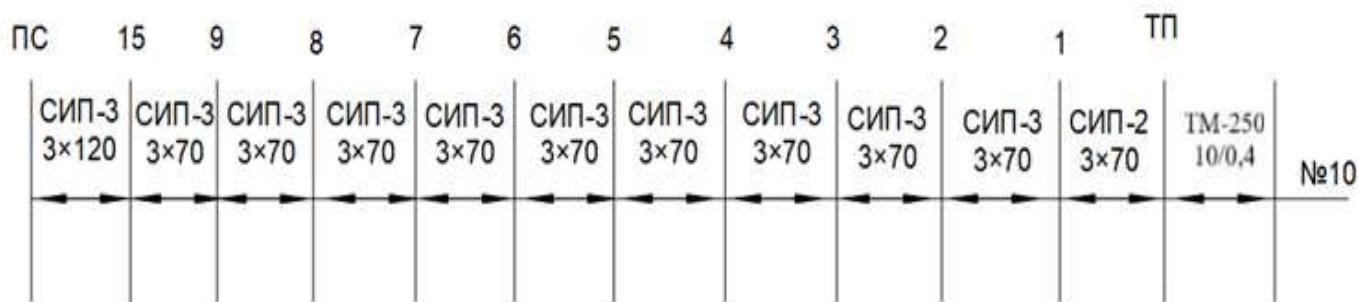
- В максимальном режиме $1,05U_{ном}$;
- В минимальном режиме $U_{ном}$;
- В послеаварийном режиме $(1,05 \div 1,1) U_{ном}$.

Расчет будем производить:

1. Для самого удаленного электроприемника коттедж №10;

Отклонения напряжения для самого удаленного электроприемника

Максимальный режим



ΠC-9:

$$L=3,407 \text{ км};$$

$$r_0=0,335; x_0=0,078$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=65,27 \text{ A};$$

$$\Delta U_{\Pi C-9} = \sqrt{3} \cdot 65,27 \cdot 3,4 \cdot (0,335 \cdot 0,88 + 0,078 \cdot 0,44) = 124,64 \text{ В};$$

$$U_1 = 10500 - 124,64 = 10375,35 \text{ В};$$

9-8:

$$L=0,37 \text{ км};$$

$$r_0=0,568; x_0=0,0785$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=56,39 \text{ A};$$

$$\Delta U_{9-8} = \sqrt{3} \cdot 56,39 \cdot 0,37 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 19,09 \text{ В};$$

$$U_3 = 10375,35 - 19,09 = 10356,26 \text{ В};$$

8-7:

$$L=0,42 \text{ км};$$

$$r_0=0,568; x_0=0,0785$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=43,74 \text{ A};$$

$$\Delta U_{8-7} = \sqrt{3} \cdot 43,74 \cdot 0,42 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 17,13 \text{ В};$$

$$U_4 = 10356,26 - 17,13 = 10339,13 \text{ В};$$

7-6:

$$L=0,39 \text{ км};$$

$$r_0=0,568; x_0=0,0785$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=34,86 \text{ A};$$

$$\Delta U_{7-6} = \sqrt{3} \cdot 34,86 \cdot 0,39 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 12,68 \text{ В};$$

$$U_5 = 10339,13 - 12,68 = 10326,55 \text{ В};$$

6-5:

$$L=0,275 \text{ км};$$

$$r_0=0,568; x_0=0,0785$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=29,44 \text{ A};$$

$$\Delta U_{6-5} = \sqrt{3} \cdot 29,44 \cdot 0,275 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 7,55 \text{ B};$$

$$U_6 = 10326,55 - 7,55 = 10319 \text{ B};$$

5-4:

$$L=0,34 \text{ км};$$

$$r_0=0,568; x_0=0,0785$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=23,66 \text{ A};$$

$$\Delta U_{5-4} = \sqrt{3} \cdot 23,66 \cdot 0,34 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 7,5 \text{ B};$$

$$U_7 = 10319 - 7,5 = 10311,05 \text{ B};$$

4-3:

$$L=0,3 \text{ км};$$

$$r_0=0,568; x_0=0,0785$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=18,24 \text{ A};$$

$$\Delta U_{4-3} = \sqrt{3} \cdot 18,24 \cdot 0,3 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 5,1 \text{ B};$$

$$U_8 = 10311,05 - 5,1 = 10305,95 \text{ B};$$

3-2:

$$L=0,39 \text{ км};$$

$$r_0=0,568; x_0=0,0785$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=12,82 \text{ A};$$

$$\Delta U_{3-2} = \sqrt{3} \cdot 12,82 \cdot 0,39 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 4,6 \text{ B};$$

$$U_9 = 10305,95 - 4,6 = 10301,35 \text{ B};$$

2-1:

$$L=0,15 \text{ км};$$

$$r_0=0,568; x_0=0,0785$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=7,4 \text{ A};$$

$$\Delta U_{2-1} = \sqrt{3} \cdot 7,4 \cdot 0,15 \cdot (0,568 \cdot 0,88 + 0,0785 \cdot 0,44) = 1 \text{ В};$$

$$U_{10} = 10301,35 - 1 = 10300,35 \text{ В};$$

Потери напряжения в трансформаторе: $\Delta U_{\text{тр}} = 126 \text{ В}$

$$U_5 = 10300,35 - 126 = 10174,35 \text{ В}.$$

Приведём напряжения к низкой стороне:

$$U_9 = 10174,35 \cdot 0,038 = 386,62 \text{ В};$$

КТП 1– Коттедж №10:

$$L=0,005 \text{ км};$$

$$r_0=1,11; x_0=0,0802$$

$$\cos\varphi=0,088, \sin\varphi=0,44;$$

$$I_{\max}=22,96 \text{ A};$$

$$\Delta U_{1-\text{№}47} = \sqrt{3} \cdot 22,96 \cdot 0,005 \cdot (1,11 \cdot 0,88 + 0,0802 \cdot 0,44) = 0,18 \text{ В};$$

$$U_{10} = 386,62 - 0,18 = 386,54 \text{ В};$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{10375,35 - 10000}{10000} \cdot 100 = 3,75 \text{ \%}.$$

$$V_2 = \frac{10356,26 - 10000}{10000} \cdot 100 = 3,56 \text{ \%}.$$

$$V_3 = \frac{10339,13 - 10000}{10000} \cdot 100 = 3,39 \text{ \%}.$$

$$V_4 = \frac{10326,55 - 10000}{10000} \cdot 100 = 3,26 \text{ \%}.$$

$$V_5 = \frac{10319 - 10000}{10000} \cdot 100 = 3,19 \text{ \%}.$$

$$V_6 = \frac{10311,05 - 10000}{10000} \cdot 100 = 3,11 \text{ \%}.$$

$$V_7 = \frac{10305,95 - 10000}{10000} \cdot 100 = 3,05 \text{ \%}.$$

$$V_8 = \frac{10301,35 - 10000}{10000} \cdot 100 = 3,01 \text{ \%}.$$

$$V_9 = \frac{10300,35 - 10000}{10000} \cdot 100 = 3 \text{ \%}.$$

$$V_{10} = \frac{386,62 - 380}{380} \cdot 100 = 1,74 \%$$

$$V_{11} = \frac{386,54 - 380}{380} \cdot 100 = 1,74\%$$

Таблица 7.1 – Максимальный режим

линия	Граб, А	L, км	cos	sin	r ₀ , Ом/ км	x ₀ , Ом/ км	U, В	ΔU _{гр} , В	V, %
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС-9	94,02	3,4	0,88	0,44	0,335	0,078	180,03		3,75
9-8	56,39	0,375	0,88	0,44	0,568	0,0785	19,09		3,56
8-7	43,74	0,43	0,88	0,44	0,568	0,0785	17,13		3,39
7-6	34,86	0,39	0,88	0,44	0,568	0,0785	12,68		3,26
6-5	29,44	0,275	0,88	0,44	0,568	0,0785	7,55		3,19
5-4	23,66	0,34	0,88	0,44	0,568	0,0785	7,5		3,11
4-3	18,24	0,3	0,88	0,44	0,568	0,568	5,1		3,05
3-2	12,82	0,39	0,88	0,44	0,568	0,568	4,6		3,01
2-1	7,4	0,15	0,88	0,44	0,568	0,568	1		3
Гр-р			0,88	0,44	0,568	0,568		126	1,74
КТП №31 - Дом №10	22,67	0,005	0,88	0,44	1,11	0,0802	0,18		1,74

Таблица 7.2 – Минимальный режим

линия	$I_{раб}, A$	$L, км$	\cos	\sin	$r_{0,0} \frac{M}{км}$	$x_{0,0} \frac{M}{км}$	$U, В$	$\Delta U_{тр}, В$	$V, \%$
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС-9	37,61	3,4	0,88	0,44	0,335	0,078	180,03		-0,26
9-8	22,56	0,375	0,88	0,44	0,568	0,0785	19,09		-0,46
8-7	17,50	0,43	0,88	0,44	0,568	0,0785	17,13		-0,57
7-6	13,94	0,39	0,88	0,44	0,568	0,0785	12,68		-0,6
6-5	11,78	0,275	0,88	0,44	0,568	0,0785	7,55		-0,72
5-4	9,46	0,34	0,88	0,44	0,568	0,0785	7,5		-0,79
4-3	7,30	0,3	0,88	0,44	0,568	0,568	5,1		-0,86
3-2	5,13	0,39	0,88	0,44	0,568	0,568	4,6		-0,91
2-1	2,96	0,15	0,88	0,44	0,568	0,568	1		-0,93
Тр-р			0,88	0,44	0,568	0,568		126	-1,37
КТП №31 - Дом №10	9,07	0,005	0,88	0,44	1,11	0,0802	0,18		-1,37

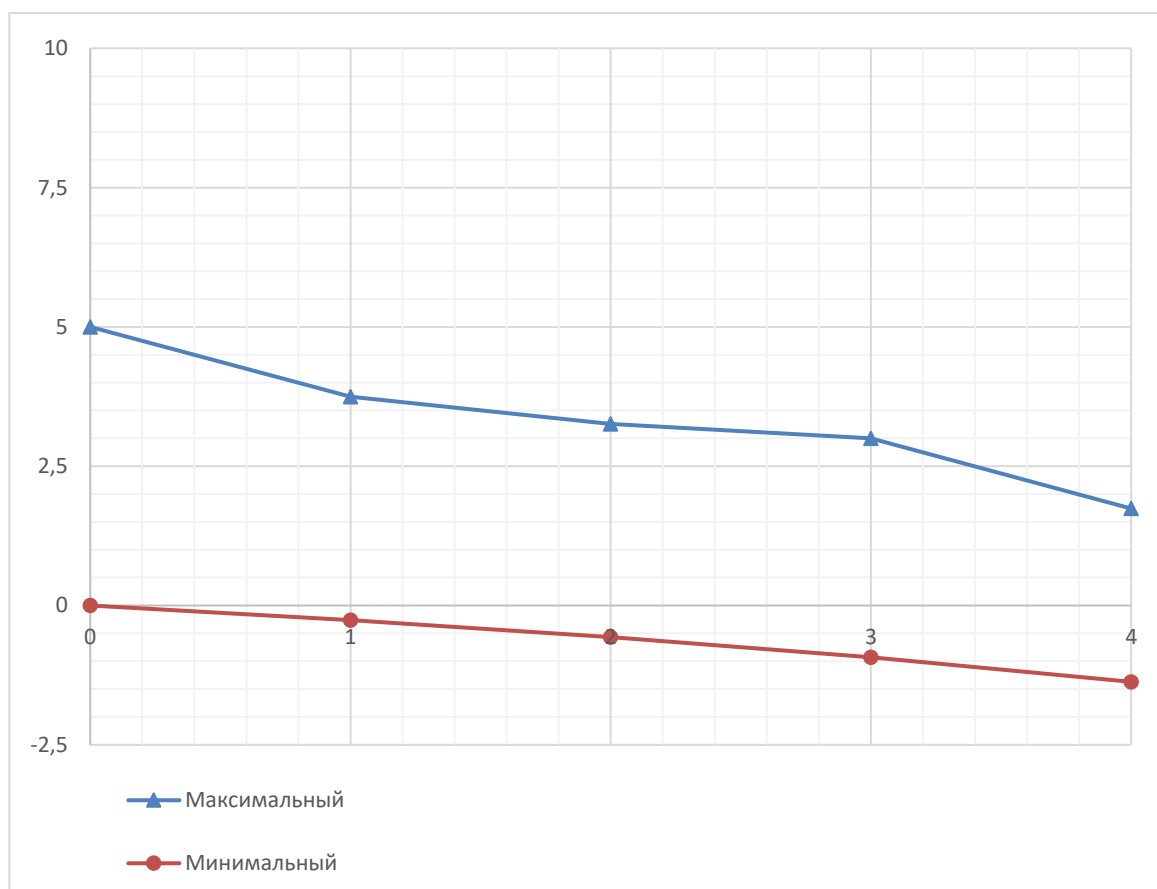


Рисунок 7.1 Эюра отклонения напряжения для самого удаленного коттеджа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были получены следующие результаты.

Была проведена реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное с.Кайбалы в границе улиц Арбатская–Таймырская.

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. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. – 4-е издание, перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2012. – 639 с.
2. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2014. – 252 с.
3. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 576 с.
4. Веников, В.А. Расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий: Москва. – Энергоатомиздат, 2013.- 434 с.
5. Горфинкель, В.Я. Экономика предприятия: Учебник для вузов / В.Я. Горфинкель, Е.М. Купряков, В.П. Прасолова и др.; Под ред. проф. В.Я. Горфинкеля, проф. Е.М. Купрякова. – М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 2014. - 367с.
6. 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.
7. Зайцев, Н.Л. Экономика промышленного предприятия: Учебник; 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2013. – 336с.
8. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – Москва: Энергоатомиздат, 2014. – 287с.
9. Козловская, В.Б. Электрическое освещение: Справочник. // В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. – Минск.: Техноперспектива, 2015. – 253 с.

10. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий Учебник для студентов высших учебных заведений / – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2013. – 672 с.

11. Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок : Учеб. для учащихся электротехн. специальностей средних спец. учебн. Заведений / Б. Ю. Липкин. 4-е. изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2012. – 366 с.

12. Любушин, Н.П., Лещева В.Б., Дьякова В.Г. Анализ финансово – экономической деятельности предприятия: Учеб. пособие для вузов / Под ред. проф. Н.П. Любушина. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2014. - 471с.

13. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды». – Москва, 2008г. – режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/3109389/>

14. 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.

15. Приказ ФСТ России от 10.10.2014 N 225-э/1 «О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2016 год» (Зарегистрировано в Минюсте России 28.10.2014 N 34488) [Электронный ресурс]. Приложение N 4 к приказу Федеральной службы по тарифам от 10 октября 2014 г. N 225-э/1// Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

16. 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.

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

18. Солдаткина, Л.А. Электрические системы и сети. М.: Энергия, 1978. - 216 с.

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

20. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под редакцией Д.Л. Файбисовича. – Москва: Изд-во НЦЭНАС, 2012. – 320 с.

21. Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т./ под общ. ред. А. А. Фёдорова. – Москва : Энергоатомиздат, 2014. – Т.2. – 592 с.

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

23. 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.

24. 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.

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.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Используемые в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименования.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

« » _____
(дата)

(подпись)

Кузьмин Я.С.
(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

институт
«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« 15 » 07 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция схемы электроснабжения жилого массива Завидное
с. Кайбалы в границе улиц Арбатская-Таймырская

тема

Руководитель	<u>В.В. Козлов</u> подпись, дата	доцент каф. ЭЭ, к.э.н. должность, ученая степень	<u>Н.В. Дулесова</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>И.И.</u> 12.07.2021 подпись, дата		<u>Я.С. Кузьмин</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Л.Л.</u> 12.07.2021 подпись, дата		<u>И.А. Кычакова</u> инициалы, фамилия

Абакан 2021