

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»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.В. Коловский

подпись

инициалы, фамилия

« _____ »

_____ 2022г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Электроснабжение дачного массива «Колягино-2»

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент каф. ЭЭ, к.т.н.

должность, ученая степень

Н.В. Дулесова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

К. В. Астанаева

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2022 г.

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

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

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.В. Коловский

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студентке Астанаевой Кристине Васильевне
(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ХЭн 18-01 (18-1) Направление (специальность) 13.03.02
(код)

«Электроэнергетика и электротехника»

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Электроснабжение дачного массива «Колягино-2».

Утверждена приказом по институту № 211 от 15.04.2022г.

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 Колягино2

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

1. Теоретическая часть
2. Аналитическая часть
3. Выбор трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов
4. Выбор проводов в сети 0,4 кВ
5. Определение потерь в сети 0,4 кВ
6. Расчет схемы распределительной сети 10 кВ
7. Расчет проводов и выбор сечения проводников
8. Определение потерь в сети 10 кВ
9. Выбор оборудования
10. Проверка оборудования по токам короткого замыкания
11. Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприёмников

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части:

1. Генеральный план схемы электроснабжения дачного массива 0,4 кВ.
2. Генеральный план схемы электроснабжения дачного массива 10кВ.
3. Однолинейная схема электроснабжения.

Руководитель ВКР

(подпись)

Н.В. Дулесова
(инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

К.В.Астанаева
(инициалы и фамилия)

«17» марта 2022г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 70 страниц машинописного текста, 9 рисунков, 22 таблиц, 25 использованных источников информации, 3 листа графической части.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ПОТЕРИ, ОБОРУДОВАНИЕ.

Краткая характеристика содержания ВКР:

Объектом исследования являются сети дачного массива СНТ «Колягино – 2».

Предметом исследования являются способы проектирования электрических сетей.

Цель выпускной квалификационной работы: разработка системы электроснабжения дачного массива СНТ «Колягино-2».

Задачи поставленные в работе:

- рассчитать электрические нагрузки сети 0,4 и 10 кВ;
- выбрать трансформаторы и их расположение;
- выбрать провода в сети 0,4 и 10 кВт;
- выбрать оборудование;
- выполнить расчет токов короткого замыкания;
- провести анализ качества напряжения сети и оценку отклонения напряжения для характерных электроприёмников.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что с каждым годом интерес к загородным участкам у населения только увеличивается. Более актуальными становятся темы строительства дачных и индивидуальных домов, огородничества и садоводства.

THE ABSTRACT

The output qualification work contains 70 pages of typewritten text, 9 figures, 22 tables, 25 information sources, 3 sheets of the graphic part.

Keywords: POWER SUPPLY, TRANSFORMER STATION, LINE, VOLTAGE, LOSSES, EQUIPMENT.

Brief description of the content of the WRC:

The object of the study are the network of the dacha array of SNT « Kolyagino – 2».

The subject of the study are the methods of designing electrical networks.

The purpose of the final qualifying work: the development of the power supply system of the dacha array of « SNT Kolyagino-2».

Tasks set in the work:

- calculate the electrical loads of the 0.4 and 10 kV network;
- select transformers and their location;
- select the wires in the 0.4 and 10 kW network;
- select equipment;
- perform calculation of short-circuit currents;
- to analyze the quality of the mains voltage and evaluate the voltage deviation for characteristic electrical receivers.

The relevance of this work is due to the fact that every year the interest in the suburban area of the population is only increasing. The topics of construction of country and individual houses, gardening and gardening are becoming more relevant.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Теоретическая часть.....	10
1.1 Характеристика проектируемых объектов застройки.....	10
1.2 Напряжение проектируемой системы электроснабжения	13
1.3 Перспективный план развития электрических сетей дачного массива «Колягино–2»	17
2 Аналитическая часть.....	18
2.1 Расчет электрических нагрузок домов дачного массива	18
2.2 Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ	20
3 Выбор трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов .	24
3.1 Выбор расположения трансформаторных подстанций.....	27
4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ	29
5 Определить потерь в сети 0,4 кВ.....	32
5.1 Определить потерь напряжения в линиях распределительной сети 0,4 кВ	32
5.2 Определение потерь энергии в линиях распределительной сети 0,4 кВ	33
5.3 Расчет потерь мощности и активной энергии в трансформаторах.....	37
6 Расчет схем распределительной сети 10 кВ	39
7 Расчет проводов и выбор сечения проводников.....	43
8 Определение потерь в сети 10 кВ.....	44
8.1 Определение потерь напряжения в электрической сети 10 кВ.....	44
8.2 Определение потерь энергии электрической сети 10 кВ.....	45
9 Выбор оборудования.....	46
9.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ	46
9.2 Выбор оборудования на напряжение 0,4 кВ	47
10 Проверка оборудования по токам короткого замыкания.....	50

10.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	50
10.2 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ.....	55
11 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприёмников	59
11.1 Максимальный режим	60
11.2 Минимальный режим	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	67

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время горожане склонны покидать город. Большинство людей отправляются в летний сезон на свои загородные участки. Где можно не просто отдохнуть на собственной земле, а ещё и построить там дом, баню и провести электричество, это даст нам возможность комфортно отдохнуть. Дачные массивы из-за прироста приезжающих все чаще начинают строить новые дома и дороги. Однако до сих пор остались дачные массивы, которые существуют ещё со времён Советского Союза. Там стоят старые трансформаторы, проводники, которые давно уже отработали свой срок эксплуатации. Отключение электричества в таких районах является обычным делом.

Садоводческое некоммерческое товарищество (СНТ) – ассоциация домовладельцев, цель которого – обеспечение нормального функционирования посёлка.

Очевидно, что без электроснабжения никакого «нормального функционирования» обеспечить не получится, поэтому одна из основных задач, с которыми сталкивается правление СНТ – создание и поддержание работоспособности сети электроснабжения садового товарищества.

Для надежного подключения электроэнергии необходимо строго соблюдать правила проектирования и эксплуатации электроустановок и единство системы электроснабжения.

Системой электроснабжения (СЭС) – совокупность оборудования для выработки, передачи и распределения электроэнергии.

Стратегические цели развития электроэнергетики являются:

- надежное снабжение населения страны электроэнергией;
- повышение эффективного функционирования системы и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе новых современных технологий;
- сохранение целостности и развития единой энергетической системы;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Энергетика – важная составляющая любого проектируемого объекта.

Современная система электроснабжения отличается надёжностью и сложностью, поэтому, очень важно на всех этапах её создания действовать грамотно, чётко выполняя требования нормативных документов.

Объектом исследования являются электрические сети дачного массива СНТ «Колягино–2».

Предметом исследования являются способы проектирования электрических сетей.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработать систему электроснабжения дачного массива СНТ «Колягино-2». Работа должна удовлетворять требованиям по мощности и надёжности.

В процессе выполнения работы должна быть рассчитана рабочая нагрузка всех потребителей. Определена суммарную мощность. Выбран силовой трансформатор по рассчитанной суммарной мощности. Затем будут рассчитаны токи короткого замыкания, позволяющие выбрать защитное оборудование. Также нужно выбрать проводники и их сечение.

1 Теоретическая часть

1.1 Характеристика проектируемых объектов застройки

Объект проектирования дачный массив «Колягино-2» принадлежит СНТ «Колягинские холмы», расположенный на территории Республики Хакасии, в 15 км от города Абакан, вблизи деревни Кайбалы и села Подсинее Алтайского района. На момент проектирования территория не полностью застроена.

С западной стороны жилой застройки проходит трасса федерального значения Р-257 (Енисей). С южной стороны проходит трасса местного значения. Проезд по федеральной трассе возможен круглый год. Данные дороги расчищаются от снега, асфальтовое покрытие на трассах поддерживается в удовлетворительном состоянии.

Садовое некоммерческое товарищество «Колягинские холмы» действует с 06.06.1991 г.

На данной территории имеется 32 улицы и 617 участка. Средняя длина улиц 0,578 км. В среднем на улице присутствует 20 участков. Информация об улицах и участках представлена в таблице 1.1. Площадь проектируемой территории 1,29 км². Карта местности, на которой продемонстрированы улицы и их названия представлена на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Информация о улицах

№	Название улицы	Кол-во домов	Длина улицы, м
1	2	3	4
1	Черемуховая	5	300
2	Лимонная	19	507
3	Облепиховая	30	672
4	Осиновая	14	644
5	Дачная	21	616
6	Донская	17	620
7	Жасминовая	21	623
8	Ромашковая	18	617
9	Цветочная	21	618
10	Земляничная	18	617
11	Сливовая	20	619
12	Абрикосовая	18	619
13	Вишневая	21	619
14	Васильковая	18	619
15	Георгиновая	21	615
16	Ландышевая	19	614
17	Пионовая	20	614
18	Грушевая	18	609
19	Сиреневая	20	609
20	Розовая	18	605
21	Фиалковая	20	609
22	Кленовая	18	605
23	Солнечная	20	605
24	Сосновая	18	601
25	Березовая	20	616
26	Тополиная	18	611
27	Овражная	23	592
28	Калиновая	19	574
29	Рябиновая	24	550
30	Смородиновая	22	519
31	Зеленая	19	352
32	Луговая	19	283
Итого:		617	18493



Рисунок 1.1 – Карта местности дачного массива «Колягино-2»

Согласно климатическому районированию для строительства, СНиП 3-01-99[1], исследуемый район расположен в зоне I В. Климат – резко-континентальный. Зима здесь продолжительная и морозная. Лето – тёплое, иногда бывает очень жарким. Весна приходит во второй декаде апреля, а зима приходит в последней декаде октября. Длительность теплого периода – 115 дней. Длительность стойких холодов – 25 дня.

В зимнее время года температура воздуха наиболее холодного месяца составляет – 21,4 градус Цельсия, наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет -37 градусов по Цельсию, абсолютная минимальная температура воздуха -47 градусов по Цельсию. Наблюдаются малозначительные осадки в виде снегопада с максимальной высотой осадков 36 см. Метели начинаются только в феврале, их среднее численность – 5 раз в год. Снег начинает сходить в конце марта, его мало, поэтому тает он быстро.

Температура воздуха летом в среднем поднимается от +17 до +20 градусов Цельсия, но наблюдаются периоды, обычно в июле, когда стоит жара до +30 и больше.

Среднее количество осадков составляет 301 мм, основное количество осадков выпадает с мая по сентябрь (79%).

В исследуемом районе преобладают в основном ветра юго-западных и северных направлений, составляющие половину всех случаев с ветром, наибольшая из средних скоростей ветра по румбам 4,8 м/с.

Данная территория относится к III району по ветровому давлению согласно карте районирования территории Российской Федерации. По снежному покрову к II району (СНиП 2.01.07-85*) [2].

1.2 Напряжение проектируемой системы электроснабжения

Одним из главных вопросов проектирования сети электроснабжения является выбор напряжения с учётом перспективы развития жилого района и системы напряжений, принятой в энергосистеме. Выбор напряжения системы

электроснабжения района производится с учётом сокращения количества трансформации электроэнергии и ликвидации напряжений 6 и 35 кВ.

Электроприемники на индивидуальных участках относятся к потребителям к III категории надежности электроснабжения, поэтому их можно питать от одного источника питания. Максимальные временные перерывы в подаче электроснабжения во время ремонта или замены поврежденного участка сети, должны быть не более 24 часов.

Питание садового товарищества осуществляется по не замкнутой схеме. На существующей опоре воздушной линии (ВЛ) 10 кВ, имеется отпайка на которой предусмотрена установка ОПН (ограничитель перенапряжения) и РЛНД (разъединитель линейный наружной установки двухколонковый трехполюсный) от которой запитана КТП 10/0,4 кВ (комплектная трансформаторная подстанция).

КТП представляют собой однострансформаторную подстанцию тупикового типа наружной установки, служат для приёма электрической энергии трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 10 кВ и последующего преобразования в электроэнергию 0,4 кВ и снабжения ею потребителей.

В КТП располагается ТМГ (трансформатор масляный городского типа, напряжение на высокой линии 10 кВ, а низкой 0,4 кВ). Так же в КТП установлено ВРУ (вводно-распределительное устройство).

Так же предусмотрен общий и индивидуальный учет электроэнергии. Индивидуальные счетчики электроэнергии установлены в влагозащищенных уличных шкафах на опорах воздушных линий (ОВЛ), имеющие защитные автоматические выключатели.

В основном в частном секторе встречаются трансформаторные пункты столбового или киоскового типа

На рисунке 1.2 и 1.3 представлено оборудование, которое можно встретить в дачных массивах.

Данный дачный массив запитан от Белоярской РЭС напряжением 10 кВ. Система электроснабжения выглядит так: на улицу Дачная приходит 3-х фазная воздушная линия электропередач, а от нее уже идут линии на остальные улицы.



Рисунок 1.2 – Оборудование, которое можно встретить на территории массива (ЩУ и опоры)



Рисунок 1.3 – Оборудование, которое можно встретить на территории массива (КТП столбового и киоскового типа)

1.3 Перспективный план развития электрических сетей дачного массива «Колягино–2»

С 2011 года в регионе действует социальный проект поддерживающий дачников – Проект «Единой России» «Дачи Хакасии» [3]. Благодаря этому проекту уже около 150 дачных сообществ получили гранты, направленные на улучшение асфальтированных и грунтовых дорог и на организацию электро- и водоснабжения. Общая сумма поддержки составила порядка 153 миллионов рублей. Данная программа поддержки дачников актуальна, так как все больше людей выбирая между городом и загородом, выбирают второе. Жить и отдыхать на собственном участке стало модной тенденцией.

На первом месте стоит вопрос развития инфраструктуры. В настоящее время в Хакасии насчитывается около 30 тысяч земельных участков. То есть не менее 100 тысяч жителей республики регулярно работают на земле. По приблизительным оценкам, почти 30% фермеров живут на своих участках круглый год.

Первоначально фермеры должны были получить поддержку один раз, путем выделения средств в рамках целевой программы. Но в итоге победила идея ежегодной поддержки. Практически каждое общество (разумеется, по всем юридическим формальностям) может попросить финансовой помощи. Размер гранта зависит от количества садоводов в конкретном СНТ и составляет от 500 000 рублей до 2 миллионов рублей. Эти средства могут быть использованы для различных целей: ремонт дорог, энергоснабжение или водоснабжение, организация пожаротушения.

В 2021 году в бюджете республики Хакасия было предусмотрено выделение 15 млн рублей на поддержку фермеров.

2 Аналитическая часть

2.1 Расчет электрических нагрузок домов дачного массива

Выбор количества и мощности трансформаторных подстанций, сечений кабелей, защитной аппаратуры, электрооборудования зависит от электрических нагрузок.

Расчёт нагрузок домов представлен в таблицах 2.1

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок одного дома

Наименование электроприемников	Кол-во ЭП, шт	P, кВт	$P_y = P \cdot n$, кВт	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_p = P_y \cdot K_c$, кВт	$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi$, кВар	$S_p = \sqrt{(P_p^2 + Q_p^2)}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Варочная панель (электрическая плита)	1,00	3,00	3,00	0,40	1,00	0,00	1,1	0,00	1,20
Посудомоечная машина	1,00	1,20	1,20	0,30	0,80	0,75	0,36	0,27	0,45
Холодильник	1,00	0,60	0,60	0,50	0,70	1,02	0,30	0,31	0,43
Стиральная машина	1,00	2,00	2,00	0,10	0,80	0,75	0,20	0,15	0,25
Вентиляция	3,00	0,30	0,7	0,50	0,70	1,02	0,35	0,46	0,64
Освещение (группы)	3,00	0,40	1,10	0,70	1,00	0,00	0,64	0,00	0,84
Розетки силовые (группы)	3,00	2,40	7,20	0,30	0,80	0,75	1,76	1,62	2,70
Телевизор, компьютер, музыкальный центр	3,00	0,50	1,50	0,80	1,00	0,00	1,1	0,00	1,20
Итого ВСЕГО ДОМ			15,60				6,71	2,81	7,71

2.2 Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВт

В соответствии с Методическими указаниями [4] выполняется расчет электрических нагрузок в сетях 0,4 10 кВ сельскохозяйственного назначения. При создании проектов вновь сооружаемых и реконструированных электрических сетей напряжением 0,4 10 кВ сельхоз назначения, а также при разработке проектов схем перспективного развития таких сетей следует определить электрические нагрузки.

В основу метода определения нагрузок при расчете электрических сетей сельхоз назначения положено суммировать расчетные нагрузки в вероятной форме. Расчетные нагрузки частных домов в сетях 0,4 кВ определяются с учетом достигнутого уровня электропотребления на внутридомовые нужды, а производственные, общественные и коммунальные потребители по нормам.

Расчетная нагрузка считается самой высокой из средних по общей мощности за 30 – минутный период, которая может возникнуть на входе к потребителю или в питающей сети в расчетном году с вероятностью не ниже 0,9.

Различаются дневные и вечерние, расчетные активные (реактивные) нагрузки.

Расчетная нагрузка – самая большая из дневных или ночных расчетных нагрузок, полученных на данном участке линии или подстанции, для выбора сечений проводов или мощностей трансформаторных подстанций

Потери или отклонения напряжения в сетях рассчитываются отдельно для режима дневных и вечерних нагрузок.

Жилым сельским домом при расчете нагрузок считается многоквартирный дом или квартира в многоквартирном доме имеющие отдельный счетчик электроэнергии. Коэффициент спроса представляет собой переменную величину, зависящую от количества однородных потребителей.

В данном массиве расположено 617 домов.

В соответствии с [4] определим нагрузку дачного массива.

Расчетную нагрузку по линиям определим с помощью коэффициентов одновременности:

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

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

K_o – коэффициент одновременности, который принимается в зависимости от уровня напряжения сети по таблицам 3-5 [4].

Если нагрузки однородных потребителей отличаются по величине более чем в четыре раза, то суммирование их производится не с помощью коэффициента одновременности, а пользуясь таблицей 9 – в сетях 0,38 кВ; по таблице 10 - в сетях 6 – 35 кВ. [4].

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.

Определяем полную мощность S , этого же участка по формуле [4].

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

где $\cos\varphi$ – принимаем как для ТП с коммунально-бытовой нагрузкой, $\cos\varphi=0,92$ [4].

Реактивная мощность Q , этих же участков согласно управляется по формуле.

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

Согласно [5] ток линий рассчитывается по формуле.

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

Расчёт произведён в электронной таблице Microsoft Excel. Пример расчёта приведён для участка 5 – 1, улица Дачная. Результаты сведём в таблицу 2.2.

$$P_p = 6,71 * 11 * 0,368 = 27,162 \text{ кВт},$$

$$S = \frac{27,162}{0,92} = 29,524 \text{ кВт},$$

$$Q = \sqrt{29,524^2 - 27,162^2} = 111,571 \text{ кВАр},$$

$$I = \frac{29,524}{(\sqrt{3} \cdot 0,38)} = 44,91 \text{ А}.$$

Таблица 2.2 – Расчет линий

Участок	Название улицы	К о	Кол-во дом	Р р, кВт	S, кВт	Q, кВАр	I, А
1	2	3	4	5	6	7	8
1-1	Черемуховая	0,5000	5	16,775	18,234	7,146	27,736
2-1	Лимонная	0,2900	19	36,972	40,187	15,750	61,130
3-1	Облепиховая	0,32	15	32,208	35,009	13,721	53,253
3-2	Облепиховая	0,32	15	32,208	35,009	13,721	53,253
4-1	Осиновая	0,43	7	20,197	21,953	8,604	33,394
4-2	Осиновая	0,43	7	20,197	21,953	8,604	33,394
5-1	Дачная	0,368	11	27,162	29,524	11,571	44,910
5-2	Дачная	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
6-1	Донская	0,413	8	22,170	24,098	9,444	36,656
6-2	Донская	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
7-1	Жасминовая	0,368	11	27,162	29,524	11,571	44,910
7-2	Жасминовая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
8-1	Ромашковая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
8-2	Ромашковая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
9-1	Цветочная	0,368	11	27,162	29,524	11,571	44,910
9-2	Цветочная	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
10-1	Земляничная	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
10-2	Земляничная	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
11-1	Сливовая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
11-2	Сливовая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
12-1	Абрикосовая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
12-2	Абрикосовая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
13-1	Вишневая	0,368	11	27,162	29,524	11,571	44,910
13-2	Вишневая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
14-1	Васильковая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
14-2	Васильковая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
15-1	Георгиновая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
15-2	Георгиновая	0,368	11	27,162	29,524	11,571	44,910
16-1	Ландышевая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
16-2	Ландышевая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
17-1	Пионовая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
17-2	Пионовая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
18-1	Грушевая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
18-2	Грушевая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
19-1	Сиреневая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
19-2	Сиреневая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
20-1	Розовая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
20-2	Розовая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
21-1	Фиалковая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
21-2	Фиалковая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
22-1	Кленовая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
22-2	Кленовая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
23-1	Солнечная	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
23-2	Солнечная	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
24-1	Сосновая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
24-2	Сосновая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
25-1	Березовая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
25-2	Березовая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
26-1	Тополиная	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
26-2	Тополиная	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
27-1	Овражная	0,356	12	28,665	31,158	12,211	47,395
27-2	Овражная	0,368	11	27,162	29,524	11,571	44,910
28-1	Калиновая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
28-2	Калиновая	0,3967	9	23,957	26,040	10,206	39,610
29-1	Рябиновая	0,356	12	28,665	31,158	12,211	47,395
29-2	Рябиновая	0,356	12	28,665	31,158	12,211	47,395
30-1	Смородиновая	0,356	12	28,665	31,158	12,211	47,395
30-2	Смородиновая	0,38	10	25,498	27,715	10,862	42,159
31-1	Зеленая	0,296	19	37,737	41,019	16,076	62,395
32-1	Луговая	0,296	19	37,737	41,019	16,076	62,395

3 Выбор трансформаторных подстанций, выбор мощности трансформаторов

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с учётом минимального необходимого резервирования в аварийном режиме.

Индивидуальная застройка жилого района относится к потребителям 3-й категории по надёжности электроснабжения. Основными критериями при выборе числа трансформаторов являются: надёжность электроснабжения, а также минимум приведённых затрат на трансформаторы. Следовательно, устанавливаем подстанции с одним трансформатором.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч.мах}} = \frac{P_{\text{расч}}}{\cos \varphi_{\text{вз}}} \quad (3.1)$$

где $S_{\text{расч.мах}}$ – расчетная максимальная мощность трансформатора;

$P_{\text{расч}}$ – полная расчетная мощность объекта проектирования;

$\cos \varphi_{\text{вз}}$ – косинус средневзвешенной подстанции, равный 0,98;

Коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{S_{\text{расч.мах}}}{S_{\text{ном}} \cdot n} \quad (3.2)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВт;

n – число трансформаторов.

Для примера рассмотрим КТП 1.

От КТП 1 запитаем линии 1-1 и 2-1, 3-1, 3-2, 4-1. Она охватывает улицы Черемуховая, Лимонная, Облепиховая, Осиновая. В общей сумме 73 участков.

$$P_{\text{расч}} = P_{1-1} + P_{2-1} + P_{3-1} + P_{3-2} + P_{4-1} =$$

$$= 16,775 + 36,972 + 32,208 + 32,208 + 20,197$$

$$= 138,36 \text{ кВт},$$

$$S_{\text{расч.мах}} = \frac{138,36}{0,93} = 150,392 \text{ Ква},$$

$$K_3 = \frac{150,392}{160} = 0,94.$$

Принимаем мощность трансформатора 160 кВА. Выбираем КТП№1
1х160/10/0,4 – 04 – УХЛ1.

По той же аналогии посчитаем оставшиеся КТП. Результаты расчетов и выбор трансформатора приведем в таблицу 3.1. Также в этой таблице отображена информация о КТП и линиях которые она охватывает.

Таблица 3.1 – КТП и линии охваченные ею. Результаты расчетов и выбор трансформатора

№ КТП	№ линии	Название улицы	$S_{\text{(расч.мах)}}$, кВА	$S_{\text{ном}}$, кВА	K_3	Кол-во домов	Марка трансформатора
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1-1	Черемуховая	150,392	160	0,94	61	1хТМ-160/10/0,4
	2-1	Лимонная					
	3-1	Облепиховая					
	3-2	Облепиховая					
	4-1	Осиновая					
2	4-2	Осиновая	102,18	160	0,639	36	1хТМ-160/10/0,4
	5-1	Дачная					
	5-2	Дачная					
	6-1	Донская					
3	6-2	Донская	108,144	160	0,676	39	1хТМ-160/10/0,4
	7-1	Жасминовая					
	7-2	Жасминовая					
	8-1	Ромашковая					
4	8-2	Ромашковая	108,144	160	0,676	39	1хТМ-160/10/0,4
	9-1	Цветочная					
	9-2	Цветочная					
	10-1	Земляничная					
5	10-2	Земляничная	106,354	160	0,665	38	1хТМ-160/10/0,4
	11-1	Сливовая					
	11-2	Сливовая					
	12-1	Абрикосовая					

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
6	12-2	Абрикосовая	108,144	160	0,676	39	1xTM-160/10/0,4
	13-1	Вишневая					
	13-2	Вишневая					
	14-1	Васильковая					
7	14-2	Васильковая	109,801	160	0,686	40	1xTM-160/10/0,4
	15-1	Георгиновая					
	15-2	Георгиновая					
	16-1	Ландышевая					
8	16-2	Ландышевая	106,354	160	0,665	38	1xTM-160/10/0,4
	17-1	Пионовая					
	17-2	Пионовая					
	18-1	Грушевая					
9	18-2	Грушевая	106,354	160	0,665	38	1xTM-160/10/0,4
	19-1	Сиреневая					
	19-2	Сиреневая					
	20-1	Розовая					
10	20-2	Розовая	106,354	160	0,665	38	1xTM-160/10/0,4
	21-1	Фиалковая					
	21-2	Фиалковая					
	22-1	Кленовая					
11	22-2	Кленовая	106,354	160	0,665	38	1xTM-160/10/0,4
	23-1	Солнечная					
	23-2	Солнечная					
	24-1	Сосновая					
12	24-2	Сосновая	106,354	160	0,665	38	1xTM-160/10/0,4
	25-1	Березовая					
	25-2	Березовая					
	26-1	Тополиная					
13	26-2	Тополиная	113,206	160	0,708	42	1xTM-160/10/0,4
	27-1	Овражная					
	27-2	Овражная					
	28-1	Калиновая					
14	28-2	Калиновая	118,228	160	0,739	45	1xTM-160/10/0,4
	29-1	Рябиновая					
	29-2	Рябиновая					
	30-1	Смородиновая					
15	30-2	Смородиновая	108,572	160	0,679	48	1xTM-160/10/0,4
	31-1	Зеленая					
	32-1	Луговая					

В таблице 3.2 представлены технические характеристики трансформаторов [6].

Таблица 3.2 – Технические характеристики трансформаторов

Тип	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Ток хх, %	Напряжение кз, %
			ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМГ	160	У/У _Н -0;	10	0,4	0,3	2	2,1	4

3.1 Выбор расположения трансформаторных подстанций

Выбор места расположения трансформаторной подстанции является одним из основных вопросов при проектировании электроэнергетики.

При выборе расположения подстанции при проектировании в застройке, электрическая нагрузка распределяется по определенным объектам, и расположение подстанций должно быть связано с архитектурой.

Место строительства ТП должно быть выбрано в зоне, на незаселенной местности, незатопаемой в результате наводнений, в центре нагрузок или вблизи от него. Площадка должна иметь по возможности инженерно-геологические условия, допускающие строительство без устройства дорогостоящих заземлений и фундаментов под оборудование и не вызывать создания больших проектных усилий.

В нашем случае местом установки подстанции будем считать площадки, примыкающие к главной дороге дачного массива. Такое решение будет являться самым логичным и экономичным.

На рисунке 3.1 представлена схема расположения трансформаторных подстанций.

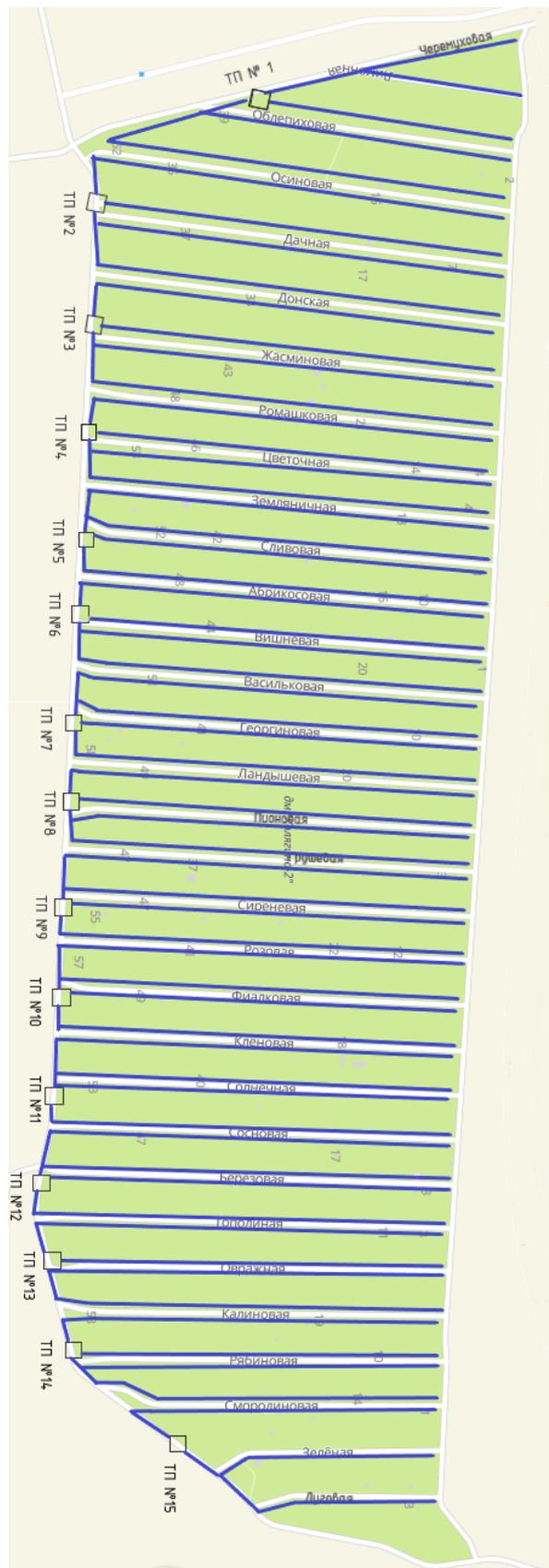


Рисунок 3.1 – Схема расположения трансформаторных подстанций.

4 Выбор проводов в сети 0,4 кВ

На территории массива электроснабжение домов осуществляется по воздушным линиям электропередач.

Воздушная линия – линия распределяющая электроэнергию по проводам, которые расположены на открытом воздухе, закрепленные с помощью арматуры и изоляторов к траверсам на опоре [8].

Подобный выбор обусловлен тем, что основными плюсами данных линий являются простое обнаружение неисправностей, возможность добавления из основной линии, дополнительных ветвей. А так же стоимость и пропускная способность низкие.

Но, к сожалению, есть и минусы. На провода, находящиеся на открытом воздухе влияют погодные факторы. Повреждение проводов может происходить от сильного ветра, образование льда на проводах и на крепежных сооружениях столбов, а также от падения деревьев или больших ветвей на проводах.

Для электроснабжения данного дачного массива будем использовать самонесущие изолированные провода (СИП). При использовании провода СИП можно выделить множество положительных факторов такие как:

- данный провод показывает высокую надежность при монтаже и эксплуатации;
- маленькие затраты на монтаж, быстрый ремонт
- данный провод дает возможность на подвеску совместной линии связи или нескольких цепей;

Электроснабжение дачного массива будем осуществлять по магистральной схеме, то есть от одной ВЛ запитывается несколько участков с равномерно распределенной нагрузкой.

Обеспечить дачный массив необходимой электроэнергией на напряжение 0,4 кВт позволит СИП 2 [12], самонесущий изолированный провод все жилы которого выполнены уплотненным алюминиевым сплавом с изоляцией из сшитого полиэтилена. Нулевая несущая жила так же изолирована.

В таблице 4.1 представлены характеристики линий.

Таблица 4.1 – Характеристики линий

№ л-и	Название улицы	Ирас, А	Идоп, А	Сечение	гуд, Ом/км	худ, Ом/км
1	2	3	4	5	6	7
ТП 1						
1-1	Черемуховая	27,736	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
2-1	Лимонная	61,130	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
3-1	Облепиховая	53,253	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
3-2	Облепиховая	53,253	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
4-1	Осиновая	33,394	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
ТП 2						
4-2	Осиновая	33,394	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
5-1	Дачная	44,910	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
5-2	Дачная	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
6-1	Донская	36,656	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
ТП 3						
6-2	Донская	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
7-1	Жасминовая	44,910	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
7-2	Жасминовая	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
8-1	Ромашковая	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
ТП 4						
8-2	Ромашковая	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
9-1	Цветочная	44,910	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
9-2	Цветочная	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
10-1	Земляничная	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
ТП 5						
10-2	Земляничная	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
11-1	Сливовая	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
11-2	Сливовая	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
12-1	Абрикосовая	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
ТП 6						
12-2	Абрикосовая	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
13-1	Вишневая	44,910	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
13-2	Вишневая	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
14-1	Васильковая	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
ТП 7						
14-2	Васильковая	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
15-1	Георгиновая	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
15-2	Георгиновая	44,910	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
16-1	Ландышевая	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
ТП 8						
16-2	Ландышевая	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
17-1	Пионовая	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
17-2	Пионовая	42,159	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078
18-1	Грушевая	39,610	100	СИП-3х70+1х70	0,44	0,078

Окончание таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7
ТП 9						
18-2	Грушевая	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
19-1	Сиреневая	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
19-2	Сиреневая	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
20-1	Розовая	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
ТП 10						
20-2	Розовая	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
21-1	Фиалковая	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
21-2	Фиалковая	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
22-1	Кленовая	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
ТП 11						
22-2	Кленовая	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
23-1	Солнечная	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
23-2	Солнечная	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
24-1	Сосновая	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
ТП 12						
24-2	Сосновая	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
25-1	Березовая	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
25-2	Березовая	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
26-1	Тополиная	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
ТП 13						
26-2	Тополиная	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
27-1	Овражная	47,395	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
27-2	Овражная	44,910	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
28-1	Калиновая	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
ТП 14						
28-2	Калиновая	39,610	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
29-1	Рябиновая	47,395	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
29-2	Рябиновая	47,395	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
30-1	Смородиновая	47,395	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
ТП 15						
30-2	Смородиновая	42,159	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
31-1	Зеленая	62,395	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078
32-1	Луговая	62,395	100	СИП-3x70+1x70	0,44	0,078

5 Определение потерь в сети 0,4 кВ

5.1 Определение потерь напряжения в линиях распределительной сети 0,4 кВ

Потери напряжения рассчитываются для определения качества электрической энергии и отклонения напряжения от его номинального значения [9].

Потеря напряжения в линии с одной нагрузкой на конце определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{л}} + Q \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{н}}} \quad (5.1)$$

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

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

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение.

Активное сопротивление линии определяется по формуле.

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l \quad (5.2)$$

где l – длина линии (участка) км;

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

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

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \quad (5.3)$$

где l – длина линии (участка) км;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии при 20 °С, Ом/км..

Потери напряжения относительно номинального напряжения сети для

выбранного сечения кабелей определяются по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{\sum \Delta U_{1-ТП}}{U_H} \cdot 100 \quad (5.4)$$

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

Соединив формулы 5.1, 5.2 и 5.3, получим упрощенную формулу расчета потерь напряжения в линии в именованных единицах:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_H} \cdot l \quad (5.5)$$

Для примера рассмотрим участок 2-1.

$$\Delta U = \frac{36,972 \cdot 0,44 + 15,75 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,408 = 18,785 \text{ В,}$$

$$R_{л} = 0,44 \cdot 0,408 = 0,18 \text{ Ом,}$$

$$X_{л} = 0,078 \cdot 0,408 = 0,032 \text{ Ом,}$$

$$\Delta U\% = \frac{18,785}{380} \cdot 100 = 4,94 \text{ \%}.$$

Результаты расчета потерь напряжения в линиях представлены в таблице 5.1.

5.2 Определение потерь энергии в линиях распределительной сети 0,4 кВ

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

Потери энергии считают, как на стадии проектирования электрических сетей, так и при их непосредственной эксплуатации. Существует несколько методов расчета потерь нагрузки. Наиболее распространенным методом является метод максимальных потерь, при котором потери энергии определяются максимальной нагрузкой и количеством часов, в течение которых используется максимальная нагрузка.

Потери мощности в трёхфазной линии определяются по формуле

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{\text{л}} \cdot 10^{-3} \quad (5.6)$$

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

Потери энергии в трёхфазной линии определяются согласно формуле.

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\max} \cdot \tau \cdot 10^{-3} \quad (5.7)$$

где τ – время максимальных потерь.

Значение времени потерь можно определить из уравнения:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 T_{\text{год}} \quad (5.8)$$

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

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

Результаты расчета потерь напряжения и энергии в линиях представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты расчета потерь напряжения и энергии в линиях 0,4 кВ

№ л.	P p кВА	Q кВАр	L, км	ΔU , В	R _л , Ом	X _л , Ом	$\Delta U\%$	I _{рас} , А	ΔP_{max} кВт	W _л , МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 1										
1-1	16,775	7,146	0,426	8,899	0,187	0,033	2,342	27,736	0,433	0,911
2-1	36,972	15,750	0,408	18,785	0,180	0,032	4,944	69,074	2,570	5,414
3-1	32,208	13,721	0,379	15,202	0,167	0,030	4,000	62,395	1,948	4,104
3-2	32,208	13,721	0,457	18,330	0,201	0,036	4,824	77,189	3,594	7,573
4-1	20,197	8,604	0,750	18,864	0,330	0,059	4,964	82,077	6,669	14,052
ТП 2										
4-2	20,197	8,604	0,750	18,864	0,330	0,059	4,964	77,189	5,899	12,428
5-1	27,162	11,571	0,545	18,435	0,240	0,043	4,851	74,741	4,019	8,467
5-2	25,498	10,862	0,570	18,100	0,251	0,044	4,763	74,741	4,203	8,856
6-1	22,170	9,444	0,642	17,725	0,282	0,050	4,664	77,189	5,049	10,639
ТП 3										
6-2	23,957	10,206	0,638	19,034	0,281	0,050	4,902	77,189	5,018	10,572
7-1	27,162	11,571	0,559	18,909	0,246	0,044	4,976	88,767	5,814	12,250
7-2	25,498	10,862	0,570	18,100	0,251	0,044	4,763	86,548	5,636	11,875
8-1	23,957	10,206	0,633	18,885	0,279	0,049	4,970	88,767	6,584	13,872
ТП 4										
8-2	23,957	10,206	0,622	18,557	0,274	0,049	4,883	88,767	6,469	13,631
9-1	27,162	11,571	0,556	18,807	0,245	0,043	4,949	86,548	5,497	11,583
9-2	25,498	10,862	0,570	18,100	0,251	0,044	4,763	86,548	5,636	11,875
10-1	23,957	10,206	0,628	18,736	0,276	0,049	4,930	86,548	6,209	13,083
ТП 5										
10-2	23,957	10,206	0,617	18,408	0,271	0,048	4,844	86,548	6,101	12,854
11-1	25,498	10,862	0,579	18,385	0,255	0,045	4,838	86,548	5,725	12,062
11-2	25,498	10,862	0,560	17,782	0,246	0,044	4,679	84,278	5,250	11,062
12-1	23,957	10,206	0,625	18,646	0,275	0,049	4,907	86,548	6,180	13,021
ТП 6										
12-2	23,957	10,206	0,618	18,438	0,272	0,048	4,852	86,548	6,110	12,875
13-1	27,162	11,571	0,555	18,773	0,244	0,043	4,940	88,767	5,773	12,163
13-2	25,498	10,862	0,569	18,068	0,250	0,044	4,755	88,767	5,918	12,470
14-1	23,957	10,206	0,620	18,497	0,273	0,048	4,868	86,548	6,130	12,916
ТП 7										
14-2	23,957	10,206	0,630	18,796	0,277	0,049	4,946	86,548	6,229	13,125
15-1	25,498	10,862	0,583	18,512	0,257	0,045	4,872	86,548	5,764	12,146
15-2	27,162	11,571	0,550	18,604	0,242	0,043	4,896	88,767	5,721	12,053
16-1	25,498	10,862	0,610	19,370	0,268	0,048	4,980	86,548	6,031	12,708
ТП 8										
16-2	23,957	10,206	0,615	18,348	0,271	0,048	4,828	86,548	6,081	12,812
17-1	25,498	10,862	0,555	17,623	0,244	0,043	4,638	84,278	5,203	10,964
17-2	25,498	10,862	0,570	18,100	0,251	0,044	4,763	84,278	5,344	11,260
18-1	23,957	10,206	0,606	18,080	0,267	0,047	4,758	81,987	5,377	11,329
ТП 9										
18-2	23,957	10,206	0,622	18,557	0,274	0,049	4,883	81,987	5,519	11,628

Окончание таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
19-1	25,498	10,862	0,560	17,782	0,246	0,044	4,679	84,278	5,250	11,062
19-2	25,498	10,862	0,552	17,528	0,243	0,043	4,613	81,987	4,898	10,320
20-1	23,957	10,206	0,610	18,199	0,268	0,048	4,789	86,548	6,031	12,708
ТП 10										
20-2	23,957	10,206	0,612	18,259	0,269	0,048	4,805	84,278	5,738	12,090
21-1	25,498	10,862	0,560	17,782	0,246	0,044	4,679	86,548	5,537	11,666
21-2	25,498	10,862	0,550	17,464	0,242	0,043	4,596	86,548	5,438	11,458
22-1	23,957	10,206	0,610	18,199	0,268	0,048	4,789	86,548	6,031	12,708
ТП 11										
22-2	23,957	10,206	0,615	18,348	0,271	0,048	4,828	86,548	6,081	12,812
23-1	25,498	10,862	0,560	17,782	0,246	0,044	4,679	86,548	5,537	11,666
23-2	25,498	10,862	0,542	17,210	0,238	0,042	4,529	86,548	5,359	11,291
24-1	23,957	10,206	0,600	17,901	0,264	0,047	4,711	84,278	5,625	11,853
ТП 12										
24-2	23,957	10,206	0,617	18,408	0,271	0,048	4,844	86,548	6,101	12,854
25-1	25,498	10,862	0,567	18,004	0,249	0,044	4,738	86,548	5,606	11,812
25-2	25,498	10,862	0,555	17,623	0,244	0,043	4,638	86,548	5,488	11,562
26-1	23,957	10,206	0,627	18,706	0,276	0,049	4,923	86,548	6,199	13,062
ТП 13										
26-2	23,957	10,206	0,617	18,408	0,271	0,048	4,844	86,548	6,101	12,854
27-1	28,665	12,211	0,532	18,991	0,234	0,041	4,998	81,987	4,720	9,946
27-2	27,162	11,571	0,546	18,469	0,240	0,043	4,860	81,987	4,845	10,207
28-1	25,498	10,862	0,580	18,417	0,255	0,045	4,847	79,614	4,853	10,224
ТП 14										
28-2	23,957	10,206	0,597	17,811	0,263	0,047	4,687	79,614	4,995	10,524
29-1	28,665	12,211	0,495	17,670	0,218	0,039	4,650	81,987	4,392	9,254
29-2	28,665	12,211	0,502	17,920	0,221	0,039	4,716	74,741	3,702	7,799
30-1	28,665	12,211	0,520	18,563	0,229	0,041	4,885	72,214	3,579	7,542
ТП 15										
30-2	25,498	10,862	0,574	18,227	0,253	0,045	4,796	86,548	5,675	11,958
31-1	37,737	16,076	0,380	17,858	0,167	0,030	4,700	84,288	3,564	7,509
32-1	37,737	16,076	0,400	18,798	0,176	0,031	4,947	61,763	2,014	4,244

Падение напряжения в линиях не превышает допустимые 5%, что удовлетворяет поставленным условиям.

5.3 Расчет потерь мощности и активной энергии в трансформаторах

Потери мощности определим по следующим формулам:

$$\Delta P = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_{mp}}{S_{НОМ}} \right)^2 \quad (5.9)$$

$$\Delta Q = n \cdot \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{НОМ} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{K\%} \cdot S_{mp}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (5.10)$$

где ΔP_{xx} – паспортные данные потерь холостого хода в трансформаторе.

$\Delta P_{xx}=0,3$ кВт;

ΔP_K – паспортные данные потерь короткого замыкания трансформатора,

$\Delta P_{кз}=2$ кВт;

$U_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания $U_{K\%}=4\%$,

$I_{xx\%}$ – ток холостого хода, $I_{xx}=2,1$ А.

Потери активной энергии определим по формуле:

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot \tau_{год} + \tau \cdot \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_{mp}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot 10^{-3} \quad (5.11)$$

где $\tau_{год}$ – фактическое время работы потребителей в год $\tau_{год} = 8760$ ч;

τ – максимальное время потерь $\tau = 2988$ ч.

Расчет сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Потери мощности и активной энергии в трансформаторах.

№ ТП	кз	S _{mp} , кВт	S _{НОМ} , кВт	ΔP, кВт	ΔQ, кВАр	ΔW, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
1	0,940	150,392	160	2,067	9,014	7,908
2	0,639	102,180	160	1,116	5,970	5,065
3	0,676	108,144	160	1,214	6,284	5,358
4	0,676	108,144	160	1,214	6,284	5,358
5	0,665	106,354	160	1,184	6,188	5,268
6	0,676	108,144	160	1,214	6,284	5,358

Окончание таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7
7	0,686	109,801	160	1,242	6,374	5,442
8	0,665	106,354	160	1,184	6,188	5,268
9	0,665	106,354	160	1,184	6,188	5,268
10	0,665	106,354	160	1,184	6,188	5,268
11	0,665	106,354	160	1,184	6,188	5,268
12	0,665	106,354	160	1,184	6,188	5,268
13	0,708	113,206	160	1,301	6,564	5,620
14	0,739	118,228	160	1,392	6,854	5,891
15	0,679	108,572	160	1,221	6,307	5,380

6 Расчет схемы распределительной сети 10 кВ

Схема распределительной сети 10 кВ представлена на рисунке 10.1

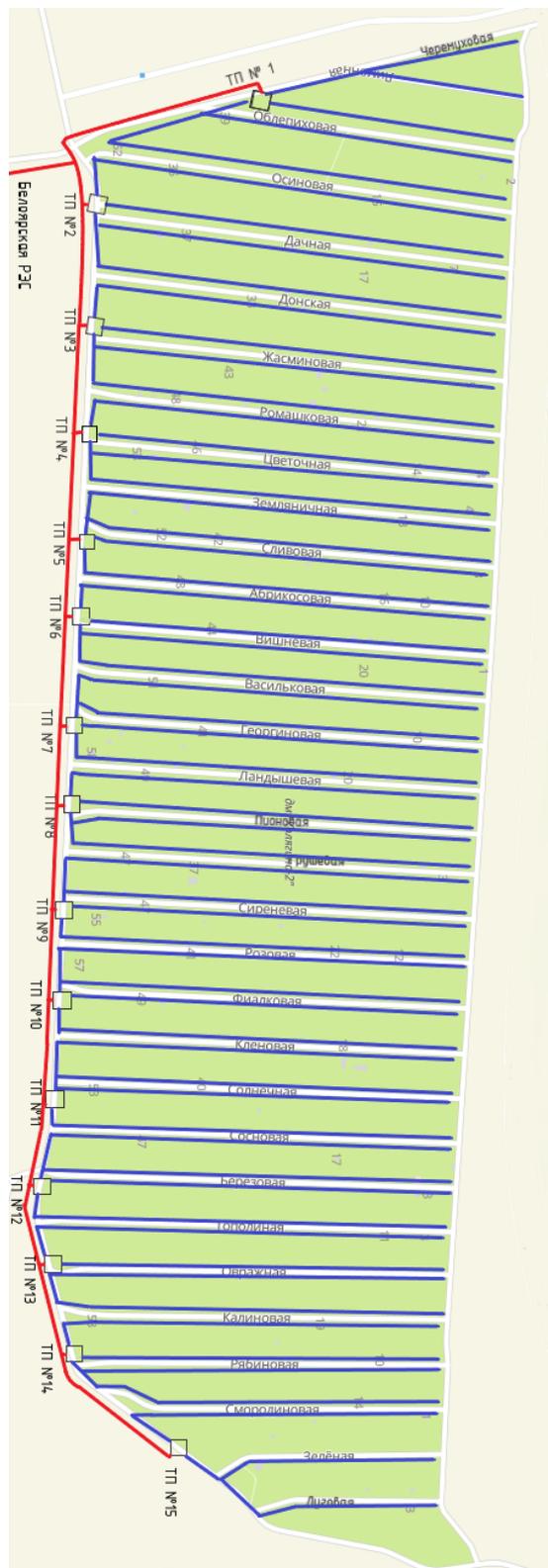


Рисунок 6.1 – Схема распределительной сети 10 кВ

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

Активная мощность трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ определяется по формуле:

$$P = S_{\text{НОМ}} \cdot k_3 \cdot \cos\varphi\Delta \quad (6.1)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность ТП;

k_3 – коэффициент загрузки ТП;

$\cos\varphi$ – коэффициенты мощности трансформаторных подстанций 10/ 0,4 кВ, $\cos\varphi=0,8$ [4].

Для трансформаторной подстанции № 1 активная мощность будет равна:

$$P = 160 \cdot 0,94 \cdot 0,8 = 120,313 \text{ кВт}$$

По той же аналогии рассчитаем остальные ТП, результаты расчетов внесем в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Расчет активной мощности трансформаторных пунктов

№ КТП	$S_{\text{НОМ,кВт}}$	K_3	$P_{\text{ТП, кВт}}$
1	2	3	4
1	160	0,940	120,313
2	160	0,639	81,744
3	160	0,676	86,515
4	160	0,676	86,515
5	160	0,665	85,083
6	160	0,676	86,515
7	160	0,686	87,841
8	160	0,665	85,083
9	160	0,665	85,083
10	160	0,665	85,083
11	160	0,665	85,083
12	160	0,665	85,083
13	160	0,708	90,565
14	160	0,739	94,582
15	160	0,679	86,858

Определим расчётные нагрузки по участкам линий, при помощи коэффициентов одновременности [4].

$$P_B = K_o \cdot \sum P_{di} \quad (6.2)$$

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

K_o – коэффициент одновременности, определяется по таблице 10, $K_o=0,73$ для одного ТП [4]

$$S = \frac{P_B}{\cos\varphi} \quad (6.3)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}. \quad (6.4)$$

Для примера рассмотрим участок 13–14.

$$P_B = P_{14-15} + 0,73 \cdot P_{ТП\text{№}14} = 86,858 + 0,73 \cdot 94,582 = 155,903 \text{ кВт},$$

$$S = \frac{155,903}{0,8} = 194,879 \text{ кВт},$$

$$Q = \sqrt{194,879^2 - 155,903^2} = 116,927 \text{ кВАр}.$$

Результаты расчета сведем в таблицу 6.2

Таблица 6.2 – Результаты расчета нагрузки сети 10 кВ

Линия	$P_{ТП}$, кВт	P_B , кВт	S , кВт	Q , кВАр
1	2	3	4	5
0-2	81,744	179,986	224,983	134,990
2-1	120,313	120,313	150,392	90,235
2-3	86,515	848,272	1060,340	636,204
3-4	86,515	785,116	981,395	588,837
4-5	85,083	721,960	902,450	541,470
5-6	86,515	659,849	824,812	494,887
6-7	87,841	596,693	745,867	447,520
7-8	85,083	532,570	665,712	399,427
8-9	85,083	470,459	588,074	352,844
9-10	85,083	408,348	510,435	306,261
10-11	85,083	346,237	432,796	259,678
11-12	85,083	284,126	355,158	213,095

Окончание таблицы 6.2

1	2	3	4	5
12-13	90,565	222,015	277,519	166,512
13-14	94,582	155,903	194,879	116,927
14-15	86,858	86,858	108,572	65,143

7 Расчет проводов и выбор сечения проводников

Для определения сечения проводов линий сети 10 кВ необходимо определить расчетный ток на участке.

Расчетный ток на участке сети находится по формуле

$$I_{\text{расч}} = \frac{S}{(\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}})} \quad (7.1)$$

Для примера определим ток на участке сети 3-4.

$$I_{\text{расч}} = \frac{981,395}{\sqrt{3} \cdot 10} = 56,661 \text{ А.}$$

По току выбираем провод СИП – 3 3×50 [13] .

Поэтому же принципу определим токи на других участках. Сведем результаты расчетов в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчета тока на участке сети 10 кВ

Линия	S, кВт	I _{расч} , А	I _{доп} , А	Сечение	гуд, Ом/км	худ, Ом/км
1	2	3	4	5	6	7
0-2	224,983	12,989	115	3×50	0,571	0,14
2-1	150,392	8,683	115	3×50	0,571	0,14
2-3	1060,340	61,219	115	3×50	0,571	0,14
3-4	981,395	56,661	115	3×50	0,571	0,14
4-5	902,450	52,103	115	3×50	0,571	0,14
5-6	824,812	47,621	115	3×50	0,571	0,14
6-7	745,867	43,063	115	3×50	0,571	0,14
7-8	665,712	38,435	115	3×50	0,571	0,14
8-9	588,074	33,952	115	3×50	0,571	0,14
9-10	510,435	29,470	115	3×50	0,571	0,14
10-11	432,796	24,988	115	3×50	0,571	0,14
11-12	355,158	20,505	115	3×50	0,571	0,14
12-13	277,519	16,023	115	3×50	0,571	0,14
13-14	194,879	11,251	115	3×50	0,571	0,14
14-15	108,572	6,268	115	3×50	0,571	0,14

8 Определение потерь в сети 10 кВ

8.1 Определение потерь напряжения в электрической сети 10кВ

Потери напряжения и энергии электрической сети 10 кВ определяется аналогично как и для сети 0,4 кВ по формулам

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{Л}} + Q \cdot X_{\text{Л}}}{U_{\text{Н}}} \quad (5.1)$$

$$\Delta U\% = \frac{\sum \Delta U_{1-\text{ТП}}}{U_{\text{Н}}} \cdot 100 \quad (5.4)$$

Рассмотрим участок сети 3 – 4.

$$R_{\text{Л}} = 0,571 \cdot 0,155 = 0,089 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{Л}} = 0,14 \cdot 0,155 = 0,022 \text{ Ом},$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{Л}} + Q \cdot X_{\text{Л}}}{U_{\text{Н}}} = \frac{246,625 \cdot 0,571 + 184,969 \cdot 0,14}{10} = 2,584 \text{ В}.$$

Остальные линии рассчитываем по той же схеме. Результаты сформируем в таблицу 8,1.

Таблица 8.1 – Расчет потерь напряжения электрической сети 10кВ

Линия	Р, кВт	Q, кВАр	гуд, Ом/км	худ, Ом/км	L, км	R, Ом	X, Ом	U, В	U %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-2	907,945	680,959	0,571	0,14	0,18	0,10278	0,0252	11,048	0,110
2-1	120,313	90,235	0,571	0,14	0,34	0,19414	0,0476	2,765	0,028
2-3	848,272	636,204	0,571	0,14	0,19	0,10849	0,0266	10,895	0,109
3-4	785,116	588,837	0,571	0,14	0,155	0,088505	0,0217	8,226	0,082
4-5	721,960	541,470	0,571	0,14	0,14	0,07994	0,0196	6,833	0,068
5-6	659,849	494,887	0,571	0,14	0,13	0,07423	0,0182	5,799	0,058
6-7	596,693	447,520	0,571	0,14	0,13	0,07423	0,0182	5,244	0,052
7-8	532,570	399,427	0,571	0,14	0,14	0,07994	0,0196	5,040	0,050
8-9	470,459	352,844	0,571	0,14	0,135	0,077085	0,0189	4,293	0,043
9-10	408,348	306,261	0,571	0,14	0,13	0,07423	0,0182	3,589	0,036
10-11	346,237	259,678	0,571	0,14	0,14	0,07994	0,0196	3,277	0,033
11-12	284,126	213,095	0,571	0,14	0,13	0,07423	0,0182	2,497	0,025
12-13	222,015	166,512	0,571	0,14	0,14	0,07994	0,0196	2,101	0,021
13-14	155,903	116,927	0,571	0,14	0,14	0,07994	0,0196	1,475	0,015
14-15	86,858	65,143	0,571	0,14	0,19	0,10849	0,0266	1,116	0,011

Суммарные потери напряжения сети 10 кВ определяются как алгебраическая сумма всех потерь в линиях:

$$\sum \Delta U = 74,198 \text{ В}$$

Суммарные потери напряжения сети 10 кВ, выраженные в процентах:

$$\Delta U\% = \frac{74,198}{10000} \cdot 100 = 0,742 \%$$

Полученные потери напряжения лежат в допустимых пределах.

8.2 Определение потерь энергии электрической сети 10 кВ

Расчёт потерь энергии в линии ведём по формуле:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{max} \cdot \tau = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \quad (5.7)$$

где τ время максимальных потерь. $\tau = 2988$ ч. [21].

Результаты расчетов представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Результаты расчетов потерь энергии в сети 10 кВ

Линия	I _{расч} , А	Идоп, А	R, Ом	ΔP _{max} кВт	W _л , МВт*ч
1	2	3	4	5	6
0-2	65,525	115	0,10278	1323,876	3955,742
2-1	8,683	115	0,19414	43,910	131,203
2-3	61,219	115	0,10849	1219,775	3644,688
3-4	56,661	115	0,088505	852,424	2547,042
4-5	52,103	115	0,07994	651,044	1945,321
5-6	47,621	115	0,07423	504,997	1508,932
6-7	43,063	115	0,07423	412,954	1233,907
7-8	38,435	115	0,07994	354,272	1058,565
8-9	33,952	115	0,077085	266,583	796,551
9-10	29,470	115	0,07423	193,402	577,884
10-11	24,988	115	0,07994	149,738	447,417
11-12	20,505	115	0,07423	93,632	279,771
12-13	16,023	115	0,07994	61,567	183,963
13-14	11,251	115	0,07994	30,359	90,714
14-15	6,268	115	0,10849	12,789	38,213

9 Выбор оборудования

9.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

В качестве аппаратов защиты электроприемников и электрических сетей устанавливаем автоматические выключатели. Автоматические выключатели одновременно выполняют функции защиты и управления: защищают кабели, провода, электрические сети и потребителей от перегрузки и короткого замыкания (сверхтоков короткого замыкания), а также обеспечивают нормальный режим протекания электротока в цепи и осуществляют управление участками электроцепей.

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

Произведем выбор выключателя для линии ВЛ 3-4.

$$U_{номВЛ}=10 \text{ кВ,}$$

$$I_{ном.ВЛ}=56,661 \text{ А.}$$

Выбираем масляный выключатель типа ВММ-10-400-10-У2 [14] с характеристиками:

$$U_{ном}=10 \text{ кВ,}$$

$$I_{ном}=400 \text{ А}$$

Выбор выключателей для остальных линии будет аналогичный, результаты сведем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор выключателей на 10 кВ

ВЛ	$U_{ном}$, кВ	$I_{расч}$, А	Тип выключателя	$I_{ном}$, А	$I_{ном.откл}$, А	Кол-во
1	2	3	4	5	6	7
0-2	10	65,525	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
2-1	10	8,683	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
2-3	10	61,219	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
3-4	10	56,661	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
4-5	10	52,103	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
5-6	10	47,621	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
6-7	10	43,063	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
7-8	10	38,435	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
8-9	10	33,952	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1

Окончание таблицы 9.1

1	2	3	4	5	6	7
9-10	10	29,470	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
10-11	10	24,988	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
11-12	10	20,505	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
12-13	10	16,023	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
13-14	10	11,251	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1
14-15	10	6,268	ВММ-10-400-10-У2	400	10	1

Характеристики ВММ-10-400-10-У2 представлены в таблице 9.2:

Таблица 9.2 – Характеристики ВММ-10-400-10-У2

Техническая характеристика		Значение
1	Номинальное напряжение, кВ	10
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
3	Номинальный ток, А	400
4	Номинальный ток отключения, кА	10
5	Предельный сквозной ток, кА:	
а)	начальное эффективное значение периодической составляющей	10
б)	амплитудное значение	25
6	Предельный ток термической устойчивости для промежутка времени 4с, кА	10
7	Минимальная бестоковая пауза при автоматическом повторном включении (АПВ), с	0,5
8	Собственное время отключения выключателя с приводом, с, не более	0,1
9	Время отключения выключателя с приводом, с, не более	0,12
10	Собственное время включения выключателя с приводом, с, не более	0,2
11	Ток срабатывания электромагнитов отключения УАА, А	3; 5

9.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ

Выключатели на напряжение 0,4 кВ выбираем по условиям:

$$I_{\text{ном.а.}} \geq I_{\text{раб}};$$

$$I_{\text{ном.расц.т.}} \geq I_{\text{раб}};$$

$$I_{\text{ном.расц.э.}} \geq I_{\text{раб}};$$

Для защиты линий 0,4 кВ будем использовать выключатели типа ВА 88:
 ВА 88 - 32 ЗР 100А 25 кА [15]; ВА88-32 125А 25 кА [16]; ВА88-32 50А 25 кА [17].

Таблица 9.3 – Выбор выключателей на 0,4 кВ

№ линии	Ирас, А	Ином,расц,т, А	Тип выключателя	Ином,а, А	Ином,расц,э, А	Иоткл, кА
1	2	3	4	5	6	7
ТП №1						
1-1	27,736	30,510	ВА 88-32 50А	50	50	25
0-1	69,074	75,981	ВА 88-32 100А	100	80	25
3-1	62,395	68,635	ВА 88-32 100А	100	80	25
3-2	77,189	84,908	ВА 88-32 125А	125	125	25
4-1	82,077	90,284	ВА 88-32 125А	125	125	26
ТП №2						
4-2	77,189	84,908	ВА 88-32 125А	125	125	25
5-1	74,741	82,215	ВА 88-32 125А	125	125	25
5-2	74,741	82,215	ВА 88-32 125А	125	125	25
6-1	77,189	84,908	ВА 88-32 125А	125	125	25
ТП №3						
6-2	77,189	84,908	ВА 88-32 125А	125	125	25
7-1	88,767	97,643	ВА 88-32 125А	125	125	25
7-2	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
8-1	88,767	97,643	ВА 88-32 125А	125	125	25
ТП №4						
8-2	88,767	97,643	ВА 88-32 125А	125	125	25
9-1	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
9-2	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
10-1	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
ТП №5						
10-2	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
11-1	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
11-2	84,278	92,706	ВА 88-32 125А	125	125	25
12-1	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
ТП №6						
12-2	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
13-1	88,767	97,643	ВА 88-32 125А	125	125	25
13-2	88,767	97,643	ВА 88-32 125А	125	125	25
14-1	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
ТП №7						
14-2	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
15-1	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
15-2	88,767	97,643	ВА 88-32 125А	125	125	25
16-1	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
ТП №8						
16-2	86,548	95,202	ВА 88-32 125А	125	125	25
17-1	84,278	92,706	ВА 88-32 125А	125	125	25

Окончание таблицы 9.2

1	2	3	4	5	6	7
17-2	84,278	92,706	BA 88-32 125A	125	125	25
18-1	81,987	90,185	BA 88-32 125A	125	125	25
ТП №9						
18-2	81,987	90,185	BA 88-32 125A	125	125	25
19-1	84,278	92,706	BA 88-32 125A	125	125	25
19-2	81,987	90,185	BA 88-32 125A	125	125	25
20-1	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
ТП №10						
20-2	84,278	92,706	BA 88-32 125A	125	125	25
21-1	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
21-2	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
22-1	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
ТП №11						
22-2	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
23-1	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
23-2	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
24-1	84,278	92,706	BA 88-32 125A	125	125	25
ТП №12						
24-2	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
25-1	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
25-2	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
26-1	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
ТП №13						
26-2	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
27-1	81,987	90,185	BA 88-32 125A	125	125	25
27-2	81,987	90,185	BA 88-32 125A	125	125	25
28-1	79,614	87,575	BA 88-32 125A	125	125	25
ТП №14						
28-2	79,614	87,575	BA 88-32 125A	125	125	25
29-1	81,987	90,185	BA 88-32 125A	125	125	25
29-2	74,741	82,215	BA 88-32 125A	125	125	25
30-1	72,214	79,435	BA 88-32 125A	125	125	25
ТП №15						
30-2	86,548	95,202	BA 88-32 125A	125	125	25
31-1	84,288	92,717	BA 88-32 125A	125	125	25
32-1	61,763	67,939	BA 88-32 100A	100	80	25

10 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

Короткое замыкание (КЗ.) – это всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек электроустановки между собой и землей, при котором токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту присоединения резко возрастают, превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

Для проверки электрических аппаратов и проводников необходимо произвести расчет токов короткого замыкания (КЗ). Для этого достаточно определить ток трехфазного КЗ в месте повреждения.

Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ выполняется, как правило, в именованных единицах (мОм). При этом учитываются активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи КЗ.

Для определения токов КЗ необходимо составить схему 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.

Расчет будем выполнять в относительных единицах [19]. Базисную мощность принимаем равной $S_b=100$ МВА. В качестве базисного напряжения принимаем среднее напряжение той ступени, на которой имеет место КЗ, $U_{ср.ном}=10,5$ кВ.

10.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Изобразим схему замещения.

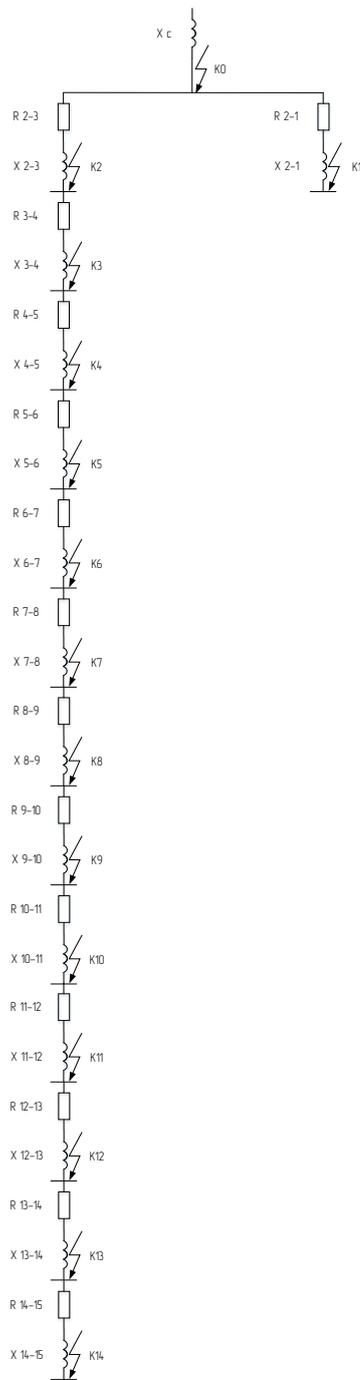


Рисунок 10.1 – Сема замещения сети 10 кВ

Рассмотрим точку K0.

Сопротивление системы найдем по формуле:

$$X_c = Z_{\Sigma} = \frac{S_6}{S_{откл}} \quad (10.1)$$

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

$S_{\text{б}}$ – базисное значение мощности, равное 100 МВА.

Полная мощность отключения системы:

$$S_{\text{откл}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.откл}} \cdot U_{\text{ном}} \quad (10.2)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – отключающий ток головного выключателя;

$U_{\text{ном}}$ – паспортные данные головного выключателя.

$$S_{\text{откл}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10 = 173,205 \text{ МВА};$$

$$X_{\text{с}} = Z_{\Sigma} = \frac{100}{173,205} = 0,577 \text{ о. е}$$

Базисное значение тока найдем по формуле:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}} \cdot \sqrt{3}} \quad (10.3)$$

где $U_{\text{б}}$ – базисное значение напряжения, равное 10,5 кВ.

$$I_{\text{б}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания трехфазный определяется по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{1}{Z_{\Sigma}} \cdot I_{\text{б}} \quad (10.4)$$

где Z_{Σ} – суммарное сопротивление участка до точки короткого замыкания.

Для проверки оборудования по условию электродинамической стойкости необходимо знать наибольшее возможное значение тока КЗ.

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} \quad (10.5)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения X_{Σ} / R_{Σ} , $K_{уд}=1$ [18].

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,577} \cdot 5,499 = 9,525 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 9,525 = 13,470 \text{ кА}$$

Рассмотрим точку К1 для еще одного примера.

Сопротивления элементов системы электроснабжения приводим к базисному ровням. Сопротивления линий определяются по выражениям:

$$R = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (10.6)$$

$$X = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} \quad (10.7)$$

где r_0 и x_0 – удельное активное и реактивное сопротивления линий, Ом/км;

L – длина линии, км.

Суммарное сопротивление участка до точки короткого замыкания определим по формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma кз}^2 + X_{\Sigma кз}^2} \quad (10.8)$$

$$R = 0,571 \cdot 0,34 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,1761 \text{ о. е}$$

$$X = 0,14 \cdot 0,34 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0984 \text{ о. е}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{0,1761^2 + 0,0984^2} = 0,181 \text{ о. е.}$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,181} \cdot 5,499 = 30,381 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 30,381 = 42,966 \text{ кА}$$

Расчет точек КЗ К2-К10 считаем по аналогии с тоской К1.

Все расчеты сопротивлений участков сведем в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Расчет сопротивлений

Участок	L, км	F, мм ²	r _о , Ом/км	x _о , Ом/км	R, о.е.	X, о.е.
1	2	3	4	5	6	7
0-1	0,34	50	0,571	0,14	0,1761	0,0432
2-3	0,19	50	0,571	0,14	0,0984	0,0241
3-4	0,155	50	0,571	0,14	0,0803	0,0197
4-5	0,14	50	0,571	0,14	0,0725	0,0178
5-6	0,13	50	0,571	0,14	0,0673	0,0165
6-7	0,13	50	0,571	0,14	0,0673	0,0165
7-8	0,14	50	0,571	0,14	0,0725	0,0178
8-9	0,135	50	0,571	0,14	0,0699	0,0171
9-10	0,13	50	0,571	0,14	0,0673	0,0165
10-11	0,14	50	0,571	0,14	0,0725	0,0178
11-12	0,13	50	0,571	0,14	0,0673	0,0165
12-13	0,14	50	0,571	0,14	0,0725	0,0178
13-14	0,14	50	0,571	0,14	0,0725	0,0178
14-15	0,19	50	0,571	0,14	0,0984	0,0241

Дальнейший расчет токов короткого замыкания на напряжение 10 кВ сведем в таблицу 10.2

Таблица 10.2 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	Z _Σ , о.е.	X _Σ / R _Σ	K _{уд}	I ⁽³⁾ _{кз} , кА	i _{уд} , кА
1	2	3	4	5	6
К0	0,577	0,000	1	9,525	13,470
К1	0,181	0,245	1	30,330	42,893
К2	0,101	0,245	1	54,275	76,756
К3	0,083	0,245	1	66,530	94,088
К4	0,075	0,245	1	73,658	104,169
К5	0,069	0,245	1	79,324	112,182
К6	0,069	0,245	1	79,324	112,182
К7	0,075	0,245	1	73,658	104,169
К8	0,072	0,245	1	76,386	108,027
К9	0,069	0,245	1	79,324	112,182
К10	0,075	0,245	1	73,658	104,169

Окончание таблицы 10.2

1	2	3	4	5	6
K11	0,069	0,245	1	79,324	112,182
K12	0,075	0,245	1	73,658	104,169
K13	0,075	0,245	1	73,658	104,169
K14	0,101	0,245	1	54,275	76,756

10.2 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 [20].

Токи КЗ будем рассчитывать до самых близких зданий.

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

$$R_H = R_6 \cdot \left(\frac{U_{\text{ном,Н}}}{U_{\text{ном,В}}} \right)^2 \quad (10.9)$$

$$X_H = X_6 \cdot \left(\frac{U_{\text{ном,Н}}}{U_{\text{ном,В}}} \right)^2 \quad (10.10)$$

где R_6, X_6 – сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения;

R_H, X_H – сопротивления элементов системы электроснабжения высокого напряжения приведенные к низкому $R_H=0,32$ Ом, $X_H=0,08$ Ом;

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

Рассмотрим КТП № 1:

Расчетная схема от КТП №1 до ближайшего участка имеет вид:

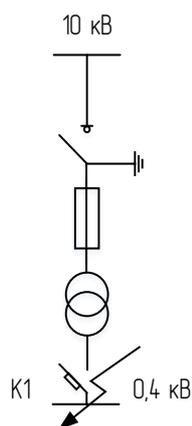


Рисунок 10.2 – Расчетная схема от КТП №1 до ближайшего участка

Длина линии до первого участка $L=0,06$ км:

Приведенное сопротивление к низкому напряжению определяется по формулам (10.9) и (10.10):

$$R_H = 0,32 \cdot (0,04)^2 = 0,0512 \text{ Ом},$$

$$X_H = 0,08 \cdot (0,04)^2 = 0,000128 \text{ Ом}$$

Сопротивления трансформатора ТМ-160 10/0,4 определяется по формулам:

$$R_T = \Delta P_{кз} * \left(\frac{U_{HH}}{S_{НОМ.Т}} \right)^2 * 10^6, (\text{МОм}) \quad (10.11)$$

$$Z_T = U_{кз} * \frac{U_{HH}^2}{S_{НОМ.Т}} * 10^4, (\text{МОм}) \quad (10.12)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, (\text{МОм}) \quad (10.13)$$

$$X_H = X_{\delta} \cdot \left(\frac{U_{НОМ,Н}}{U_{НОМ,В}} \right)^2 \quad (10.10)$$

$$R_T = 2 \cdot \left(\frac{0,4}{160}\right)^2 * 10^6 = 12,5 \text{ мОм}$$

$$Z_T = 4 \cdot \frac{0,4^2}{160} * 10^4 = 40 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{40^2 - 12,5^2} = 37,997 \text{ мОм}$$

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высокой стороны трансформатора, должно учитывать переходное сопротивление контактов $R_{\text{доб}}$.

Поэтому вводим $R_{\text{доб}} = (15 \div 20) \text{ мОм}$

$$R = R_{\text{тр}} + R_{\text{доб}} \quad (10.14)$$

$$R = 12,5 + 15 = 27,5 \text{ Ом}$$

Сопротивление линий 0,4 кВ от КТП 1 до ближайшего дома:

$$R_{0,4} = 0,44 \cdot 0,06 = 0,0264 \text{ Ом}$$

$$X_{0,4} = 0,078 \cdot 0,06 = 0,00468 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление линии:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{H\Sigma} + R + R_{0,4})^2 + (X_{H\Sigma} + X_{0,4})^2} \quad (10.15)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,0512 + 0,02750 + 0,0264)^2 + (0,000128 + 0,00468)^2} = \\ = 0,10521 \text{ Ом}$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К1 найдем по формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} \quad (10.16)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} * 0,105} = 2,198 \text{ А}$$

Ударный ток для точки К1 определим по формуле (10.1):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 2,198 = 3,419 \text{ Ка}$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 10.3.

Таблица 10.3 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№ КТП	L, км	R _{нΣ} , Ом	X _{нΣ} , Ом	R _{0.4} , Ом	X _{0.4} , Ом	R _{гр} , Ом	X _{гр} , Ом	Z _Σ , Ом	I ⁽³⁾ _{кз} , кА	I _{уд} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0,06	0,0512	0,000128	0,0264	0,0047	0,0125	0,04	0,1052	2,198	3,419
2	0,103	0,0512	0,000128	0,0453	0,0080	0,0125	0,04	0,1243	1,860	2,894
3	0,106	0,0512	0,000128	0,0466	0,0083	0,0125	0,04	0,1256	1,841	2,863
4	0,11	0,0512	0,000128	0,0484	0,0086	0,0125	0,04	0,1274	1,815	2,823
5	0,1	0,0512	0,000128	0,0440	0,0078	0,0125	0,04	0,1230	1,880	2,925
6	0,1	0,0512	0,000128	0,0440	0,0078	0,0125	0,04	0,1230	1,880	2,925
7	0,085	0,0512	0,000128	0,0374	0,0066	0,0125	0,04	0,1163	1,988	3,093
8	0,105	0,0512	0,000128	0,0462	0,0082	0,0125	0,04	0,1252	1,847	2,873
9	0,11	0,0512	0,000128	0,0484	0,0086	0,0125	0,04	0,1274	1,815	2,823
10	0,085	0,0512	0,000128	0,0374	0,0066	0,0125	0,04	0,1163	1,988	3,093
11	0,075	0,0512	0,000128	0,0330	0,0059	0,0125	0,04	0,1119	2,067	3,215
12	0,1	0,0512	0,000128	0,0440	0,0078	0,0125	0,04	0,1230	1,880	2,925
13	0,065	0,0512	0,000128	0,0286	0,0051	0,0125	0,04	0,1074	2,152	3,348
14	0,075	0,0512	0,000128	0,0330	0,0059	0,0125	0,04	0,1119	2,067	3,215
15	0,115	0,0512	0,000128	0,0506	0,0090	0,0125	0,04	0,1296	1,784	2,775

11 Анализ качества напряжения сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприёмников

Качество напряжения зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети. Отклонения напряжения согласно ГОСТ 32144–2013 [22] не должны выходить в нормальном режиме работы, за пределы:

- $(-2,5 \div +5)$ % от $U_{\text{ном}}$ – для освещения.
- $(-5 \div +10)$ % от $U_{\text{ном}}$ – на зажимах двигателей.
- $(-5 \div +5)$ % от $U_{\text{ном}}$ – на зажимах остальных электроприемников.

Отклонения напряжения на каждом участке определяем по формуле:

$$V = \frac{(U_{\text{ИП}} - \Delta U_{\text{участка}}) - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (11.1)$$

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

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

$U_{\text{ИП}}$ – напряжение на источнике питания (В);

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

Отклонения напряжения рассчитываются в максимальном, минимальном и послеаварийном режимах для самого мощного и самого удаленного электроприемников от РТП.

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

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

Расчет будем производить для самого удаленного потребителя (участок № 1, от ТП № 2).

На рисунке 11.1 представлена расчетная схема для нашего варианта.

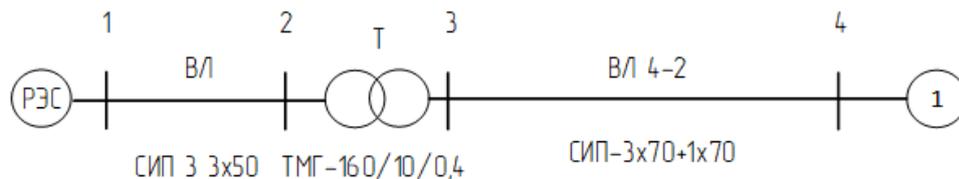


Рисунок 11.1 – Расчетная схема для самого удаленного участка

11.1 Максимальный режим

$$U_{\text{ИП}} = 1,05 * 10000 = 10500 \text{ В}$$

Потери в линии ВЛ были определены ранее и составили $\Delta U_{\text{ЛЭП}} = 0,1\%$.

Тогда напряжение в конце воздушной линии составило:

$$U_1 = 10500 - \frac{0,11 * 10000}{100} = 10488,952 \text{ В.}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального в конце линии:

$$V_1 = \frac{(U_1 - U_{\text{НОМ}})}{U_{\text{НОМ}}} * 100\% = \frac{(10488,952 - 10000)}{10000} * 100\% = 4,89 \%$$

Определим потери напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_{\text{T}} = \beta * (U_a * \cos \varphi + U_p * \sin \varphi) , \% \quad (11.2)$$

где β коэффициент фактической нагрузки трансформатора к номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы;

U_a, U_p – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ

$$U_a = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{S_{\text{НОМ.тр}}} \quad (11.3)$$

$$u_p = \sqrt{(U_{K\%})^2 - (U_{a\%})^2} \quad (11.4)$$

$$\beta = \frac{102,180}{160} = 0,64$$

$$U_a = \frac{2}{160} * 100 = 1,25 \%$$

$$U_p = \sqrt{4^2 - 1,25^2} = 3,8\%$$

$$\Delta U_T = 0,64 \cdot (1,25 \cdot 0,87 + 3,8 \cdot 0,5) = 1,908 \%$$

$$\Delta U_{тр} = 1,908 \cdot \frac{10500}{160} = 125,199 \text{ В}$$

Определим значение напряжения на шинах НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U'_2 = 10488,952 - 125,199 = 10363,753 \text{ В}$$

Определим коэффициент трансформации трансформатора:

$$K_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{380}{10000} = 0,038$$

Тогда действительное напряжение на шинах НН будет составлять:

$$U_2 = U'_2 * K_T = 10363,753 * 0,038 = 393,823 \text{ В}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального на шинах НН:

$$V_2 = \frac{(U_2 - U_{НОМ})}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{(393,823 - 380)}{380} * 100\% = 3,638 \%$$

Потери напряжения в воздушной линии от ТП до участка №1 были рассчитаны в выше и составили: $\Delta U_{3-4} = 18,864\text{В}$:

Найдем действующее напряжение в месте присоединения линии, питающего участок №1:

$$U_4 = U_2 - \Delta U_{3-4} = 393,823 - 18,464 = 374,959 \text{ В.}$$

Отклонение напряжения в конце кабеля относительно номинального:

$$V_4 = \frac{374,959 - 380}{380} \cdot 100 = -1,327 \text{ \%}.$$

11.2 Минимальной режим

$$U_{\text{ИП}} = 10000 \text{ В.}$$

В режиме минимальных нагрузок потери напряжения уменьшатся на 50 %.

$$\Delta U_{\text{лЭП}} = 0,055\%.$$

$$U_1 = 10000 - \frac{0,055 * 10000}{100} = 9999,476 \text{ В.}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального в конце линии:

$$V_1 = \frac{(U_1 - U_{\text{НОМ}})}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{(9999,476 - 10000)}{10000} * 100\% = 0,005 \text{ \%}$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta U_{\text{тр}} = 59,625 \text{ В}$$

Определим значение напряжения на шинах НН трансформатора,

приведенное к ВН:

$$U'_2 = 9999,476 - 59,625 = 9939,851 \text{ В}$$

Тогда действительное напряжение на шинах НН будет составлять:

$$U_2 = U'_2 * K_T = 9939,851 \cdot 0,038 = 377,524 \text{ В}$$

Определим отклонение напряжения относительно номинального на шинах НН:

$$V_2 = \frac{(U_2 - U_{\text{НОМ}})}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{(377,524 - 380)}{380} \cdot 100\% = -0,651 \%$$

Потери напряжения в воздушной линии от ТП до участка №1 были рассчитаны ранее и составили: $\Delta U_{3-4} = 9,432 \text{ В}$:

Напряжение в месте присоединения линии, питающего участок №1:

$$U_4 = U_2 - \Delta U_{3-4} = 377,524 - 9,432 = 368,093 \text{ В.}$$

Отклонение напряжения в конце кабеля относительно номинального:

$$V_4 = \frac{368,093 - 380}{380} \cdot 100 = -3,133 \%$$

Для наглядного представления расчетов максимального и минимального режимов сведем все расчеты в одну таблицу, таблицу 11.1.

Таблица 11.1 – Расчет отклонения напряжения для самого удаленного участка дачного массива

Режим	Участок			L, км	I _p , А						ΔU, %	ΔU, В	U, В			Отклонение U, %
	Максимальный	1-2			0,180	5,908						0,110	11,048	10488,952		
Участок		cosφ	sinφ	β	ΔPкз, кВт	S, кВА	St, кВА	U _a , %	U _к , %	U _p , %	ΔU, %	ΔU, В	U _{вн} , В	U _{нн} , В	Отклонение U, %	
2-3		0,870	0,500	0,319	2,000	102,180	160,000	1,250	4,000	3,800	1,908	125,199	10363,753	393,823	3,638	
Участок			L, км	I _p , А						ΔU, %	ΔU, В	U, В			Отклонение U, %	
3-4			0,750	77,189						4,964	18,864	374,959			-1,327	
Режим	Участок			L, км	I _p , А						ΔU, %	ΔU, В	U, В			Отклонение U, %
Минимальный	1-2			0,180	2,954						0,055	5,524	9994,476			-0,055
	Участок	cosφ	sinφ	β	ΔPкз, кВт	S, кВА	St, кВА	U _a , %	U _к , %	U _p , %	ΔU, %	ΔU, В	U _{вн} , В	U _{нн} , В	Отклонение U, %	
	2-3	0,870	0,500	0,160	2,000	51,090	160,000	0,013	4,000	4,000	0,954	59,625	9934,851	377,524	-0,651	
	Участок			L, км	I _p , А						ΔU, %	ΔU, В	U, В			Отклонение U, %
	3-4			0,750	38,595						2,482	9,432	368,093			-3,133

На рисунке 11.2 представлена эпюра отклонения напряжения до самого удаленного участка.

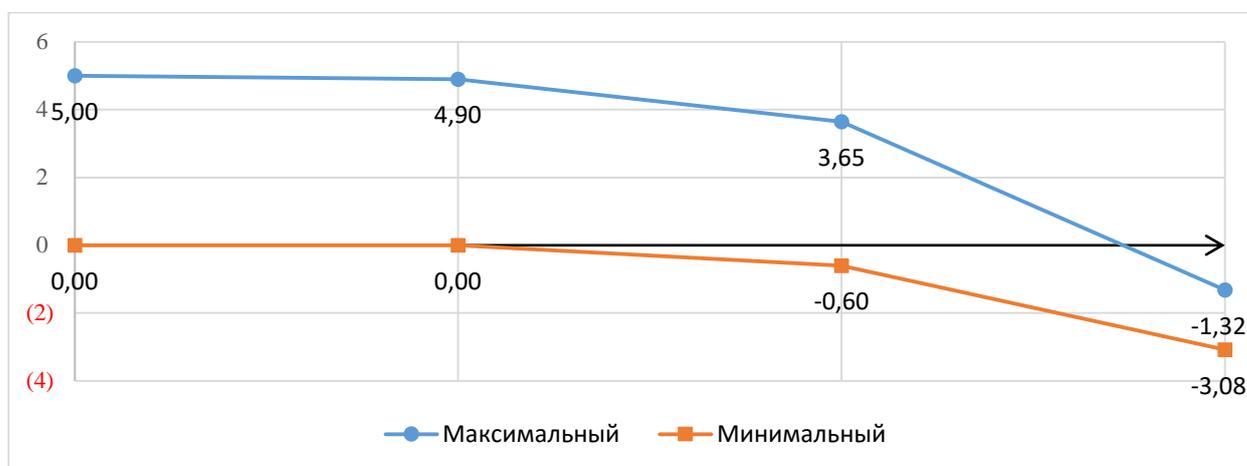


Рисунок 11.2 – Эпюра отклонения напряжения до самого удаленного участка

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были решены основные задачи по проектированию дачного массива «Колягино–2».

Была рассчитана нагрузка сети 10 и 0,4 кВ, на основании полученных результатов мы произвели выбор и расчет силовых трансформаторов и линий электропередач.

Результатом данной выпускной квалификационной работы является проект системы электроснабжения дачного массива «Колягино-2» Усть-Абаканского района. Проектируемая зона находится в 15 км от города Абакан, вблизи деревни Кайбалы и села Подсинее Алтайского района, застройка района включает в себя индивидуальные участки.

Расчет электрических нагрузок выполнялся с помощью коэффициента одновременности. Нагрузка жилых индивидуальных домов рассчитывалась с учетом наличия электрических плит и в зависимости от площади дома.

Метод определения нагрузок при расчете сельскохозяйственных электросетей основан на сумме рассчитанных нагрузок в предложенной вероятной форме.

Выбор трансформаторных пунктов мы остановили на КТП 160 кВА 10/0,4 в количестве 15 штук. Такое количество было обусловлено географическими особенностями территории.

Линии сети 10 и 0,4 кВ были проверены на отклонения напряжения, значения потерь лежат в допустимых пределах.

Оборудование было испытано на уровне 0,4 и 10 кВ, в результате чего были утверждены защитные устройства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СНиП 23–01–99. Свод правил. Строительная климатология: дата введения 2021-06-25 // Электронный фонд правовых и нормативных документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573659358> (дата обращения: 11.03.2022).
2. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями N 1, 2, 3) // Электронный фонд правовых и нормативных документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456044318/titles/8QE0M0> (дата обращения: 15.03.2022).
3. Сергей Можаров: «Дачи Хакасии» – проект своевременный. // Федеральный сайт «Единая Россия». Республика Хакасия: официальный сайт. – 2021. – URL: <https://khakas.er.ru/activity/news/sergej-mozharov-dachi-hakasii-proekt-svoevremennuj> (дата обращения: 17.05.2022)
4. Е.Я. Абрамова, С.К. Алешина. Расчет нагрузок сельских электрических сетей. Методические указания по дипломному проектированию. – Оренбургский государственный университет 2002–26 с.
5. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электроснабжение»: учеб. пособие / Л.Л.Латушкина, А.Д. Макаревич, А.С. Торопов, А.Н. Туликов. – Абакан: Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. Ред. – изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2013. – 232с.
6. Техническое описание трансформатора масляного ТМГ // сетевое издание «Elec.ru»: [сайт]. – 2020. – URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/03/02/Техническое_описание_трансформатора_масляного.pdf (дата обращения: 17.05.2022)
7. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. 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. : Ростех-надзор, 2010. – 411 с.

8. Исмагилов Ф.Р., Шакиров Р.Г. Основные вопросы проектирования воздушных линий электропередач: учебное пособие: Москва: Машиностроение, 2015. 212 с

9. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – Москва: Энергоатомиздат, 2014. – 287с.

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

11. 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.

12. Справочная информация по изолированным проводам для воздушных линий передач СИП-2 СИП-3 СИП-4. // Акционерное общество «Электрокабель» Кольчугинский завод» - универсальное предприятие : [сайт] – URL:https://elcable.ru/upload/load/eeb/4c3fe8cd_5c9a_11eb_a2d4_b026281add27.pdf. (дата обращения: 17.05.2022)

13. Справочник электрика. Активные и индуктивные сопротивления проводов // Raschet.info — это сайт для проектировщиков и расчетчиков : [сайт] – URL: <https://raschet.info/aktivnye-i-induktivnye-soprotivleniya-provodov/> (дата обращения: 26.05.2022)

14. Масляный выключатель типа ВММ-10-400-10-У2 со встроенным пружинным приводом и блоком релейной защиты / электронный каталог // Российская электротехническая компания - ООО «Эпромстрой» : [сайт] – URL: <https://www.epromstroy.ru/maslyanye-vyklyuchateli> (дата обращения: 12.06.2022)

15. Выключатель автоматический трехполюсный ВА88-32 100 25кА РЭ1250А / Оборудование низковольтное // ООО «ЭТМ» – комплексный поставщик материалов и оборудования: [сайт] – URL: <https://www.etm.ru/cat/nn/7458118> (дата обращения: 12.06.2022)

16. Выключатель автоматический трехполюсный ВА88-32 125А 25кА РЭ1250А / Оборудование низковольтное // ООО «ЭТМ» – комплексный поставщик материалов и оборудования: [сайт] – URL: <https://www.etm.ru/cat/nn/9701443> (дата обращения: 12.06.2022)

17. Выключатель автоматический трехполюсный ВА88-32 50А 25кА РЭ500А / Оборудование низковольтное // ООО «ЭТМ» – комплексный поставщик материалов и оборудования: [сайт] – URL: <https://www.etm.ru/cat/nn/9706657> (дата обращения: 12.06.2022)

18. Веников, В.А. Расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий: Москва. – Энергоатомиздат, 2013.- 434 с.

19. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ = Short-circuits in electrical installations. Calculation methods in a. c. electrical installations with voltage above 1 kV. национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 июля 2007 г. N 173-ст. дата введения 2008-07-01 // Электронный фонд правовых и нормативных документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052838>. (дата обращения: 12.06.2022)

20. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ = Short-circuits in electrical installations. Calculation methods in a. c. electrical installations with voltage below 1 kV. национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : внесен и принят Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации 21 октября 1993 г. дата введения 1995-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативных документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004630> (дата обращения: 12.06.2022)

21. Л.Л. Латушкина Переходные процессы в электроэнергетических системах. Расчет токов короткого замыкания: учебное пособие для выполнения

курсовой работы / 21. Л.Л. Латушкина – Абакан: Ред.-изд. сектор ХТИ– филиала СФУ, 2013. – 142 с.

22. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения = Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems. национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : внесен Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N-55 П от 25 марта 2013 г.). дата введения 2014-07-01 // Электронный фонд правовых и нормативных документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 12.06.2022)

23. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения : учебное пособие / Б.И. Кудрин. – М: Академия, 2011. – 352с.: ISBN 978-5-7695-6789-6.

24. Сивков А.А. Основы электроснабжения : учебное пособие / А.А. Сивков, А.С. Сайгаш, Д.Ю. Герасимов. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2016. –173 с. – (Университеты России). ISBN 978-5-9916-6242-0.

25. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – М: Инфра–М, 2015, 384 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 наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

(дата)

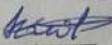
(подпись)

Астанаева К.В.

(ФИО)

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

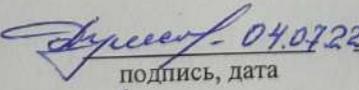
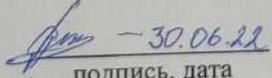
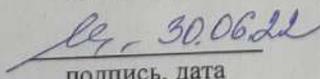
Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.В. Коловский
подпись инициалы, фамилия
« 04 » июль 2022г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Электроснабжение дачного массива «Колягино-2»
тема

Руководитель	<u></u> подпись, дата	доцент каф. ЭЭ, к.т.н. должность, ученая степень	<u>Н.В. Дулесова</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u></u> подпись, дата		<u>К. В. Астанаева</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u></u> подпись, дата		<u>И.А. Кычакова</u> инициалы, фамилия

Абакан 2022 г.