

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
Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« ___ » _____ 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Электроснабжение микрорайона «Западный»
с.Ермаковское Красноярского края
тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент каф. ЭЭ, к.т.н.
должность, ученая степень

Н.В. Дулесова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

А.Ю. Чиханов
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

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
Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«__» _____ 2021 г.

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение микрорайона «Западный» с.Ермаковское Красноярского края» содержит 50 страницы текстового документа, 4 рисунка, 20 таблиц, 31 использованных источника, 3 листа графического материала.

ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ, ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ.

Объект исследований – микрорайон «Западный» села Ермаковского Красноярского края.

Предмет исследований – способы определения параметров системы электроснабжения.

Методы исследования – теоретический, эмпирический, сравнения, математический, статистический.

Научная новизна – использование современного электротехнического оборудования.

Цель работы заключается в определении параметров системы электроснабжения микрорайона «Западный» с.Ермаковское Красноярского края с учетом современных требований уровня надежности, качества, электробезопасности и энергоэффективности.

Значимость работы обусловлена тем, что теоретические и практические навыки при изучении данной темы, позволят грамотно проектировать системы электроснабжения с применением энергоэффективного оборудования.

Область применения – работа может быть предложена электросетевым компаниям как практическая разработка проекта системы электроснабжения.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- Определить параметры перспективного жилищного строительства, выполнить анализ современного состояния территории, рассмотреть перспективный план развития городских электрических сетей, определить напряжение проектируемой системы электроснабжения;

- Выполнить расчеты основных технико-эксплуатационных показателей системы электроснабжения жилого микрорайона.

В течение выполнения работы были получены следующие результаты:

- Определены параметры перспективного жилищного строительства, выполнен анализ современного состояния территории, рассмотрен перспективный план развития городских электрических сетей, определено напряжение проектируемой системы электроснабжения;

- Выполнены расчеты основных технико-эксплуатационных показателей системы электроснабжения жилого микрорайона.

ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Power supply of the Zapadnymicrodistrict of the village of Ermakovsky, Krasnoyarsk Territory" contains __ pages of a text document, __ figures, __ tables, __ used sources, 3 sheets of graphic material.

POWER SUPPLY, POWER LINE, COMPLETE TRANSFORMER SUBSTATION, VOLTAGE LOSSES, RELIABILITY RATES, SHORT CURRENTS, ELECTRIC SUPPLY, ELECTRIC LOADS.

The object of research is the Zapadnymicrodistrict of the village of Ermakovsky, Krasnoyarsk Territory.

The subject of research is ways of determining the parameters of the power supply system.

Research methods - theoretical, empirical, comparison, mathematical, statistical.

Scientific novelty - the use of modern electrical equipment.

The purpose of the work is to determine the parameters of the power supply system of the Zapadnymicrodistrict of the village of Ermakovsky, Krasnoyarsk Territory, taking into account modern requirements for the level of reliability, quality, electrical safety and energy efficiency.

The significance of the work is due to the fact that theoretical and practical skills in studying this topic will make it possible to competently design power supply systems using energy-efficient equipment.

Scope - the work can be offered to power grid companies as a practical development of a project for a power supply system.

Tasks of the final qualifying work:

- to determine the parameters of prospective housing construction, to analyze the current state of the territory, to consider a long-term plan for the development of urban electrical networks, to determine the voltage of the projected power supply system;

- to carry out calculations of the main technical and operational indicators of the power supply system of the residential microdistrict.

During the development of the project, the following results were obtained:

- the parameters of prospective housing construction were determined, an analysis of the current state of the territory was carried out, a long-term plan for the development of urban electrical networks was considered, the voltage of the projected power supply system was determined;

- calculations of the main technical and operational indicators of the power supply system of the residential microdistrict were made.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Определение параметров перспективного жилищного строительства	7
1.1 Анализ современного состояния территории	7
1.2 Перспективный план развития и напряжение проектируемой системы электроснабжения	8
2 Расчетная часть.....	11
2.1 Расчет и определение электрических нагрузок жилых домов, объектов социального и культурно-бытового обслуживания	11
2.2 Определение осветительной нагрузки и мощности микрорайона.....	13
2.3 Выбор расположения КТП, числа и мощности трансформаторов	14
2.4 Выбор сечения жил кабеля на напряжение 0,38 кВ.....	20
2.5 Расчет схемы распределительной сети 10 кВ	23
3 Выбор оборудования	26
3.1 Высоковольтное и низковольтное оборудование	26
3.2 Оценка затрат по проектируемому объекту распределительной сети 10 кВ	31
3.3 Расчёт токов короткого замыкания в линии 0,4 кВ 0,38 кВ 10кВ	33
3.4 Анализ качества напряжения и расчёт отклонения напряжения	37
Заключение	47
Список использованных источников	48

ВВЕДЕНИЕ

Учитывая высокие темпы развития технологий с использованием энергоемких и ответственных потребителей электроэнергии, к системам электроснабжения предъявляются особые требования. Одно из важнейших требований - качественное бесперебойное электроснабжение потребителей в соответствии с характеристиками объектов.

Электроснабжение промышленных предприятий и микрорайонов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением городов. Ключевые особенности: необходимость обеспечения электроэнергией большого количества рассредоточенных по территории относительно небольших потребителей энергии, низкое качество электроэнергии; повышенные требования к надежности и др.

Актуальность работы состоит в обеспечении надежного и качественного электроснабжения микрорайона «Западный» с.Ермаковское Красноярского края.

Цель работы заключается в определении параметров системы электроснабжения микрорайона «Западный» с.Ермаковское Красноярского края с учетом современных требований уровня надежности, качества, электробезопасности и энергоэффективности.

Методы исследования – теоретический, эмпирический, сравнения, математический, статистический. В работе применяются методы расчета электрических нагрузок и электрической сети 10 и 0,38 кВ, выбор расположения КТП, числа и мощности трансформаторов, технико-экономического сравнения двух вариантов схем распределительной сети 10 кВ, а также методы анализа качества напряжения и расчет отклонения напряжения.

Практическая значимость работы обусловлена тем, что теоретические и практические навыки при изучении данной темы, позволят грамотно проектировать системы электроснабжения с применением энергоэффективного оборудования.

1 Определение параметров перспективного жилищного строительства

1.1 Анализ современного состояния территории

Микрорайон «Западный» расположен на крайнем юге Красноярского края, в с. Ермаковское Ермаковского района Красноярского края.

Ермаковский район с юга граничит с Республикой Тыва, с севера и запада с Шушенским районом, с востока – с Каратузским районом.

Расстояние от с. Ермаковское до г. Красноярска 506 км, до г. Абакана – столицы Республика Хакасия – 100 км, ближайшая железнодорожная станция – Минусинск (75 км), ближайший аэропорт – Шушенское (30 км).

Село Ермаковское, районный центр Ермаковского района, с общей численностью жителей 9 тысяч.

Микрорайон поделен на 19 кварталов улично-дорожной сетью.

В центре микрорайона расположена школа на 450 мест, напротив которой запроектирован пешеходный бульвар. Рядом с бульваром находится административно-торговый центр.

В юго-восточной части микрорайона находится зона активного отдыха, где расположены спортивные площадки для взрослых жителей и детей различного возраста. Запроектировано футбольное поле, площадки для игры в баскетбол и волейбол, велосипедные дорожки, площадки для детей младшего школьного возраста.

Через микрорайон проложен автобусный маршрут, проходящий в одном направлении из центра с. Ермаковское через микрорайон «Западный» и возвращающийся обратно. Проектным решением предусмотрено 4 остановочных пункта, оборудованных навесами. Максимальное расстояние между остановочными пунктами составляет 650 м.

Кварталы с усадебной застройкой одноквартирными домами занимают большую часть микрорайона – 178 участков. При каждом доме предусматривается приусадебный участок площадью 1200-1800 м². Большинство участков имеет площадь 1500 м². Главными фасадами одноквартирные дома выходят на улицы и проезды, с обратной стороны участков предусмотрены хозяйственные проезды.

При расположении жилых домов на участках жилой застройки необходимо соблюдать нормативные расстояния:

- от здания до границы участка (красной линии) – 5,0 м;
- от здания до границы с соседним участком – 3,0 м;
- между зданиями на соседних участках при степенях огнестойкости:
 - I степени (стены из негорючих материалов) – 6,0 м;
 - II степени (стены из негорючих материалов) – 10,0 м;
 - III, IV степени (деревянные стены) – 15,0 м.

Сараи, хозяйственные постройки должны располагаться на расстоянии не менее 1,0 м от границы с соседним участком.

Электроснабжение

Электроснабжение микрорайона предполагается выполнить от ГПП-4 напряжением 110/10кВ мощностью трансформаторов 2х16мВА. Саяногорской энергосистемы. По данным ПТС ПО СаЭС на 01.05.2007г загрузка трансформатора на ГПП-4 составляет 49%. На расчетный срок до 2025г изменений на подстанции не требуется.

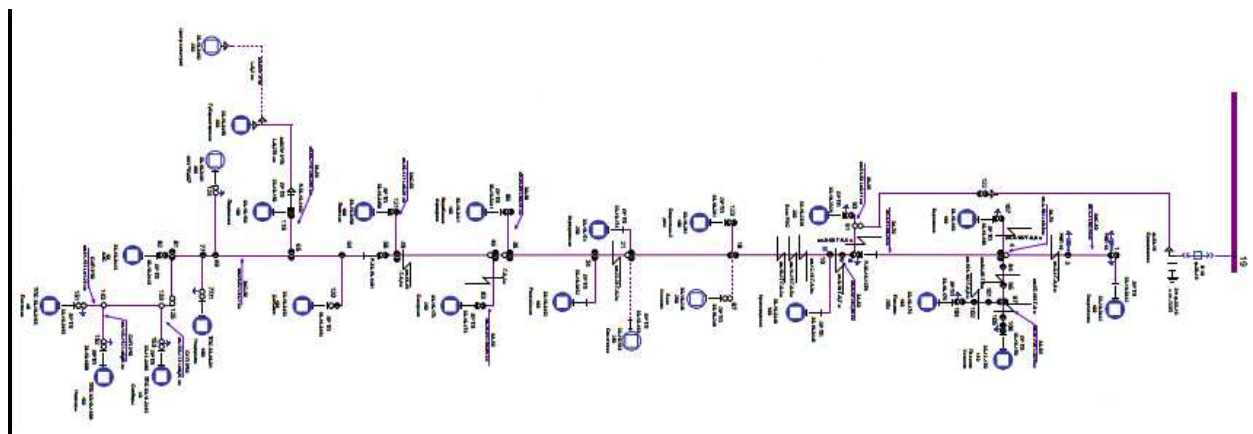


Рисунок 10.1 - Схема ввода электроэнергии

1.2 Перспективный план развития и напряжение проектируемой системы электроснабжения

Сельские поселения необходимо проектировать с учетом положений о территориальном планировании, содержащихся в документах территориального планирования Российской Федерации, территориального планирования субъектов Российской Федерации, документах территориального планирования муниципальных образований, а также с учетом предложений заинтересованных лиц. При планировке и застройке городских и сельских поселений необходимо руководствоваться законами Российской Федерации, указами Президента Российской Федерации, постановлениями Правительства Российской Федерации, законодательными и нормативными актами субъектов Российской Федерации. [!] СП 42.13330.2016 (Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений снп 2.07.01-89 *)

При разработке генеральных планов сельских поселений необходимо исходить из оценки их экономико-географического, социального, производственного, историко-архитектурного и природно-ресурсного потенциала. При этом следует:

– учитывать административный статус сельских поселений, прогнозируемую численность населения, экономическую базу, местоположение и роль в системе расселения (агломерации), а также природно-климатические, социально-демографические, национально-бытовые и другие местные особенности;

– исходить из комплексной оценки и зонирования территории, их рационального использования, имеющихся ресурсов (природных, водных, энергетических, трудовых, рекреационных), прогнозов изменения экономической базы, состояния окружающей среды и ее влияния на условия жизни и здоровья населения, социально-демографической ситуации, включая межгосударственную и межрегиональную миграцию населения;

– предусматривать улучшение экологического и санитарно-гигиенического состояния окружающей среды поселений и прилегающих к ним территорий, сохранение историко-культурного наследия;

– определять рациональные пути развития поселений с выделением первоочередных (приоритетных) и перспективных социальных, экономических и экологических проблем;

– учитывать перспективы развития рынка недвижимости, возможность освоения территорий через привлечение негосударственных инвестиций и продажу гражданам и юридическим лицам земельных участков, расположенных на территории сельских поселений, или права их аренды.

В рамках генерального плана поселка обязательно учитываются основные вопросы перспективного развития его системы электроснабжения, включая баланс электрических нагрузок всех потребителей и источники их покрытия.

При этом на плане поселка предусмотрены территории для размещения электросетевых объектов: коридоры воздушных линий электропередачи, площадки под подстанции и базы электросетевых предприятий.

Проектирование поселковых сетей осуществляется комплексно, т.е. осуществляется согласование электросетей 110 (35) кВ и выше и сетей 10 кВ.

Построение системы электроснабжения осуществляется таким образом, чтобы в штатном режиме все элементы системы находились под нагрузкой с максимально возможным использованием пропускной способности этих элементов. Обеспечивается резервирование электроснабжения потребителей электроэнергии потребителей в соответствии с их категорией с минимальными затратами средств и электрооборудования. Использование резервных линий и трансформаторов, не несущих нагрузку, допускается, как исключение, при наличии технико-экономических обоснований. При реконструкции существующих сетей максимально используются существующие электросетевые объекты.

Схема (проект, рабочие чертежи) учитывает: существующие системы электроснабжения; активные и реактивные электрические нагрузки с зонированием по централизованной обработке и источникам их покрытия; подбор схемы электросетей сельского округа с определением количества, мощности, напряжения и расположения центрального процессора, при необходимости распределительного узла; подбор схемы, конфигурации и параметров сетей напряжением 10, 20 кВ, а при необходимости и сетей напряжением 0,4 кВ; регулирование напряжения; компенсация реактивных нагрузок; режим работы нейтрали и компенсация емкостных токов в цепи; токи короткого замыкания; учет электроэнергии; релейная защита и сетевая автоматика; молниезащита и заземление сети; диспетчеризация и

телемеханизация сети; деятельность гражданской обороны; организация работы сети; организация строительства; сводка (паспорт) основных и конкретных технико-экономических показателей сети; ведомости по основному оборудованию и материалам; расчет стоимости строительства (смета и сводная смета).

Важным вопросом проектирования сети поселкового 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.

Для жилого района выбрано напряжение 10 кВ, что обосновывается наличием ПС 110/35/10 кВ «Ермаковское».

К тому же для большинства жилых районов наиболее целесообразной является система напряжений 220-110/10кВ.

Таким образом, с учетом указанного напряжения в системе электроснабжения микрорайона Западный поселка Ермаковский Красноярского края принято - 10/0,4 кВ.

2 Расчетная часть

2.1 Расчет и определение электрических нагрузок жилых домов, объектов социального и культурно-бытового обслуживания

Значения электрической нагрузки отдельных электроприемников и их групп являются предварительными данными для проектирования системы электроснабжения. По своей природе электрические нагрузки представляют собой случайные величины, которые со временем меняются.

При проектировании обычно используются расчетные нагрузки, т. е. самые высокие значения полной мощности находятся в диапазоне 0,5 часа в конце расчетного периода.

Задачей расчета электрических нагрузок является оценка расчетной мощности для каждого элемента электрической сети, по которой будут определены мощности элементов сети.

Расчет электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ проводится суммированием нагрузки на вводе в жилой дом с учетом коэффициентов одновременности максимумов нагрузки.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир ($P_{кв}$) определяется по удельной нагрузке на квартиру:

$$P_{ж.д} = P_{кв.у} \cdot n, \text{ кВт}; \quad (2.1)$$

где $P_{кв.у}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит, кВт/квартиру;
 n – количество квартир, присоединенных к линии (ТП).

Квартиры повышенной комфортности строятся по единичным проектам, и получить достоверные сведения о нагрузке не представляется возможным.

В этом случае расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир $P_{р.кв}$ определяется в соответствии с заданием на проектирование или в соответствии с заявленной мощностью на квартиру и коэффициентами спроса и одновременности по формуле:

$$P_{ж.д} = P_{кв.у} \cdot n \cdot K_o, \text{ кВт}; \quad (2.2)$$

где K_o – коэффициент одновременности.

Всего в микрорайоне «Западный» индивидуальных одноквартирных жилых домов 178, $P_{кв.у} = 15$ кВт. Коэффициент одновременности принимается $K_o = 0,14$. [1]

Тогда расчетная активная нагрузка на шинах РУ-0,4 кВ ТП:

$$P_{ж.д} = 15 \cdot 178 \cdot 0,14 = 373,8 \text{ кВт}.$$

Реактивная нагрузка на на шинах РУ-0,4 кВ ТП вычисляется согласно формуле:

$$Q_{ж.д} = P_{ж.д} \cdot tg\varphi_{ж.д}, \text{ кВАр}; \quad (2.3)$$

где $tg\varphi_{ж.д}$ – коэффициент реактивной мощности, берется по [1].

$$Q_{ж.д} = 373,8 \cdot 0,2 = 74,76 \text{ кВАр};$$

Полная нагрузка на вводе жилых домов определяется по формуле:

$$S_{ж.д} = \sqrt{P_{ж.д}^2 + Q_{ж.д}^2}, \text{ кВА}; \quad (2.4)$$

$$S_{ж.д} = \sqrt{373,8^2 + 74,76^2} = 381,2 \text{ кВА}.$$

Расчетные электрические нагрузки на вводах объектов социального и культурно-бытового обслуживания населения определяют по проектам электрооборудования или в соответствии с рекомендациями ведомственных инструкций.

В данной работе нагрузки этих объектов рассчитываются по удельным нагрузкам на место, посещение и другим физическим показателям.

Расчетные электрические нагрузки на вводах объектов социального и культурно-бытового обслуживания населения определяется по формуле:

$$P_{р.об} = P_{уд.об} \cdot n_{об}, \text{ кВт}; \quad (2.5)$$

где $P_{уд.об}$ – удельная расчетная нагрузка объектов социального и культурно-бытового обслуживания населения;

$n_{об}$ – число мест (посещений) потребителя.

Рассчитывается на примере средняя школа на 450 учащихся:

В соответствии с [1], $P_{уд.ш} = 0,25$ кВт/учащийся, $tg \varphi_{ш} = 0,33$.

Расчетная активная нагрузка:

$$P_{р.ш} = 0,25 \cdot 450 = 112,5 \text{ кВт}.$$

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_{р.ш} = P_{р.ш} \cdot tg \varphi_{ш} = 112,5 \cdot 0,33 = 37,13 \text{ кВАр}.$$

Полная расчетная нагрузка:

$$S_{р.ш} = \sqrt{P_{р.ш}^2 + Q_{р.ш}^2} = \sqrt{112,5^2 + 37,13^2} = 118,47 \text{ кВА}.$$

По причине однотипности расчета общественных зданий, все остальные расчеты сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета электрических нагрузок объектов социального и культурно-бытового обслуживания населения

№ по плану	Наименование потребителя	Характеристика потребителя, $n_{об}$, пм	Удельная нагрузка, $P_{уд.об}$ кВт/пм	Коэффициент мощности, $tg \varphi$	Расчетная нагрузка		
					активная, P_p кВт	реактивная, Q_p кВАр	Полная, S_p кВА
А	Средняя школа	450	0,25	0,33	112,50	37,13	118,47
Б	Спортивно-оздоровительный комплекс	800	0,04	0,62	32,00	19,84	37,65
В	Общественно-административный торговый центр	1200	0,22	0,75	264,00	198,00	330,00
Г	Модульная котельная	1	600,00	0,75	600,00	450,00	750,00
Итого:					1008,50	704,97	1230,47

2.2 Определение осветительной нагрузки и мощности микрорайона

Общая протяженность улично-дорожной сети составляет 9,65 км.

Расчетная ширина проезжей части улицы в малоэтажной застройке составляет 7,0 м, ширина проезжей части улицы в усадебной застройке – 6,0 м, проездов – 3,0 м.

Покрытие проезжей части улиц и проездов предусматривается асфальтобетонное, покрытие бульвара – из брусчатки, остальные пешеходные дорожки – с асфальтобетонным покрытием. Хозяйственные проезды имеют щебеночное покрытие.

Согласно нормам при ширине проезжей части для поселковых дорог и улиц с покрытием простейшего типа удельная мощность составляет 6 Вт/м.

Общий периметр хозяйственных дворов составляет 200 м. Согласно нормам, принимаем 3 Вт на каждый погонный метр периметра. На плане 178 помещения. Принимаем 250 Вт на каждое из них.

Тогда суммарная мощность на освещение улиц составит:

$$P_{ул.осв.} = P_{уд} \cdot L + 3 \cdot L_n + 250 \cdot N, \text{ кВт}; \quad (2.6)$$

где N – кол-во помещений на плане;

L_n – длина периметра.

$$P_{ул.осв.} = 6 \cdot 9650 + 3 \cdot 200 + 250 \cdot 178 = 103 \text{ кВт}.$$

Расчет нагрузки микрорайона выполняется путем умножения суммы расчетных нагрузок отдельных групп однородных потребителей на коэффициент совмещения максимумов относительно наибольшей из нагрузок по формуле:

$$P_{р.мр.} = P_{р.мах.} + K_1 \cdot P_{р1\Sigma} + K_2 \cdot P_{р2\Sigma} + \dots + K_n \cdot P_{рn\Sigma}, \text{ кВт}; \quad (2.7)$$

где $P_{р.мах.}$ – наибольшая из электрических нагрузок групп однородных потребителей;

$P_{р1\Sigma}, P_{р2\Sigma}, \dots, P_{рn\Sigma}$ – расчетные нагрузки остальных групп потребителей;

K_1, K_2, \dots, K_n – коэффициенты участия в максимуме, учитывающие долю электрических нагрузок отдельных групп потребителей по отношению к максимуму наибольшей из расчетных нагрузок.

Расчет нагрузок микрорайона сведен в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета электрических нагрузок микрорайона

№ по плану	Наименование групп потребителей	Расчетная активная нагрузка, P_{pi} , кВт	Расчетная реактивная нагрузка, $Q_{pn\Sigma}$, кВт	Коэффициент участия в максимуме, K_i	Расчетная активная нагрузка группы потребителей, $P_{pi\Sigma}$, кВт	Расчетная реактивная нагрузка группы потребителей, $Q_{pn\Sigma}$, кВт
1-178	Индивидуальные многоквартирные жилые дома	373,8	74,76	0,8	299,04	59,81

Окончание таблицы 2.2

№ по плану	Наименование групп потребителей	Расчетная активная нагрузка, P_{pi} , кВт	Расчетная реактивная нагрузка, Q_{pi} , кВт	Коэффициент участия в максимуме, K_i	Расчетная активная нагрузка группы потребителей, $P_{p\Sigma}$, кВт	Расчетная реактивная нагрузка группы потребителей, Q_{pi} , кВт
А	Средняя школа	112,50	37,13	0,9	101,25	33,42
Б	Спортивно-оздоровительный комплекс	32,00	19,84	0,9	28,8	17,86
В	Общественно-административный торговый центр	264,00	198	0,7	184,8	138,60
Г	Модульная котельная	600,00	450	1	600,00	450,00
	Уличное освещение	103	0	1	103	0,00
Итого:					1316,89	699,68

Полная расчетная нагрузка микрорайона:

$$S_{p.мкр} = \sqrt{P_{p.мкр}^2 + Q_{p.мкр}^2} = \sqrt{1316,89^2 + 699,68^2} = 1491,23 \text{ кВА.}$$

2.3 Выбор расположения КТП, числа и мощности трансформаторов

Выбор практически всех элементов системы электроснабжения, целесообразно принимать по критериям минимальных приведенных затрат.

Для небольших населенных пунктов существуют надежные аналитические методы расчета оптимального числа и мощности ТП.

Таким образом число необходимых ТП-10/0,4 кВ обычно определяются на основании практического опыта инженера-проектировщика.

Количество ТП в поселке необходимо рассчитывать по эмпирической формуле:

$$N = 0,35 \cdot \sqrt[3]{\frac{S_{p.мкр}^2 \cdot F}{(\Delta U\%)^2}} \quad (2.8)$$

где $S_{p.мкр}$ – расчетная полная нагрузка микрорайона, кВА;

F – площадь микрорайона, км²;

$\Delta U\%$ – допустимые потери напряжения в линиях 0,38 кВ, %.

Для ВЛ-0,38 кВ принимается $\Delta U = 7...10\%$.

Определяется количество КТП:

$$N = 0,35 \cdot \sqrt[3]{\frac{1491,23^2 \cdot 511,533}{(7\%)^2}} \approx 8 \text{ шт.}$$

Для данного микрорайона ориентировочно намечается сооружение девяти комплектных трансформаторных подстанций.

При выборе места размещения КТП в перспективном жилищном строительстве, электрическая нагрузка рассредоточена по отдельным объектам,

исходя из этого выбор места размещения КТП должен быть связан с архитектурой.

Местом установки КТП, считается место, вблизи проезжей части.

Расчет электрических нагрузок ТП покажем на примере ТП-1.

Всего индивидуальных многоквартирных жилых домов 19, $P_{кв.у} = 15$ кВт.

Коэффициент одновременности принимается $K_o = 0,14$. [1].

По формуле (2.2) определяется расчетная нагрузка на шинах РУ-0,4 кВ ТП.

$$P_{р.ТП-1} = 15 \cdot 19 \cdot 0,26 = 74,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.ТП-1} = 74,1 \cdot 0,2 = 14,82 \text{ кВар};$$

$$S_{р.ТП-1} = \sqrt{74,1^2 + 14,82^2} = 75,57 \text{ кВА}.$$

Кроме расчетной нагрузки $S_{р.ТП-1} = 75,57$ кВА необходимо учесть потери мощности в ВЛ-0,38 кВ – 6%.

$$S_{р.м.ТП-1} = 1,06 \cdot 75,57 = 80,1 \text{ кВА}.$$

Аналогично расчет ведется и для остальных ТП, результаты расчета сводятся в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета электрических нагрузок по ТП

№ по плану	Наименование потребителя	Кол-во	Коэффициент одноврем., K_o	Коэффициент мощности, $tg \varphi$	Коэффициент участия в максимуме, K_i	Расчетная нагрузка		
						активная, P_p кВт	реактивная, Q_p кВар	Полная, S_p кВА
ТП-1								
1-19	Индивидуальные многоквартирные жилые дома	19	0,26	0,2	1	74,1	14,82	75,57
Итого с учетом потерь 6%:								80,1
ТП-2								
20-60	Индивидуальные многоквартирные жилые дома	40	0,4	0,2	1	120	24	122,38
Итого с учетом потерь 6%:								129,72
ТП-3								
Г	Модульная котельная	1	1	0,75	1	600,00	450,00	750,00
А	Средняя школа	1	1	0,33	0,8	112,50	37,13	118,47
Итого с учетом потерь 6%:								895,46
ТП-4								
61-79	Индивидуальные многоквартирные жилые дома	25	0,24	0,2	0,5	45	9	45,89
В	Общественно-административный торговый центр	1	1	0,75	1	264	198	330
Итого с учетом потерь 6%:								398,44

Окончание таблицы 2.3

ТП-5								
№ по плану	Наименование потребителя	Кол-во	Коэффициент одновремен., K_o	Коэффициент мощности, $tg \varphi$	Коэффициент участия в максимуме, K_i	Расчётная нагрузка		
						активная, P_p кВт	реактивная, Q_p кВар	Полная, S_p кВА
	Индивидуальные одноквартирные жилые дома	29	0,21	0,2	1			
Итого с учетом потерь 6%:								98,75
ТП-6								
	Индивидуальные одноквартирные жилые дома	17	0,26	0,2	1	66,3	13,26	67,61
Б	Спортивно- оздоровительный комплекс	1	1	0,62	0,6	19,2	11,9	22,59
Итого с учетом потерь 6%:								95,62
ТП-7								
	Индивидуальные одноквартирные жилые дома	31	0,21	0,2	1	97,65	19,53	99,58
Итого с учетом потерь 6%:								105,56
ТП-8								
	Индивидуальные одноквартирные жилые дома	17	0,26	0,2	1	66,3	13,26	67,61
Итого с учетом потерь 6%:								71,67

Далее определяются координаты мест установки трансформаторных подстанций. Координаты центров нагрузки поселка определяются отдельно для дневной и вечерней максимальной нагрузки по выражениям:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \quad (2.9)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \quad (2.10)$$

где P_i – полная расчетная нагрузка потребителя, кВА;

x_i, y_i – абсцисса и ордината ввода i – того потребителя по координатной сетке.

Координаты полученной точки определяют центр нагрузки поселка, где будет располагаться КТП-10/0,4 кВ.

Найдем координаты места установки подстанции. Полученные значения заносятся в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Исходные данные для определения координат ТП-1

№ потребителя	P , кВА	X , мм	Y , мм	$P_i X_i$	$P_i Y_i$
1	2	3	4	5	6
88	15	134,7	365,8	2020,5	5487
86	15	149,1	365,7	2236,5	5485,5
84	15	164,5	365,7	2467,5	5485,5
82	15	179,6	365,7	2694	5485,5
80	15	195,2	364,4	2928	5466
78	15	208,8	364,4	3132	5466
76	15	224,1	365,7	3361,5	5485,5
74	15	238,7	365,6	3580,5	5484
72	15	254	365,6	3810	5484
70	15	269,8	364,8	4047	5472
68	15	283,5	364,8	4252,5	5472
66	15	323,1	360	4846,5	5400
64	15	336,7	360	5050,5	5400
62	15	352,2	361,8	5283	5427
60	15	367,3	361,6	5509,5	5424
58	15	382	361,3	5730	5419,5
56	15	398,4	360,6	5976	5409
55	15	414,6	360,2	6219	5403
54	15	431,6	360	6474	5400
	$\sum P_i$			$\sum P_i X_i$	$\sum P_i Y_i$
	285			79618,5	103555,5

По формулам (2.9) и (2.10) определяются координаты для трансформаторной подстанции ТП-1:

$$\sum P_i = 285 \text{ кВА};$$

$$\sum P_i X_i = 79618,5;$$

$$\sum P_i Y_i = 103555,5;$$

$$X_{ТП-1} = \frac{79618,5}{285} = 279,36 \text{ мм};$$

$$Y_{ТП-1} = \frac{103555,5}{285} = 363,35 \text{ мм}.$$

Аналогично определяются координаты для остальных трансформаторных подстанций ТП-2,3,4,5,6,7,8.

По согласованию с архитектурно-планировочным отделом и поселковым советом, трансформаторные подстанции в реальных условиях можно

установить с расчетными координатами результаты расчетов приводятся в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчетов координат расположения трансформаторных подстанций

№ КТП на плане	Координаты	
	X, мм	Y, мм
ТП-1	279,36	363,35
ТП-2	292,11	316,60
ТП-3	316,11	253,87
ТП-4	193,94	253,42
ТП-5	181,44	151,62
ТП-6	371,22	121,14
ТП-7	179,50	84,30
ТП-8	175,80	28,40

Потребители микрорайона «Западный» относятся к 3 категории надежности. Поэтому для потребителей 3 категории (жилые дома и спортивно-оздоровительный комплекс) устанавливается ТП с одним трансформатором, а для 2 категории (школа и котельная) – двух трансформаторная ТП.

Для питания потребителей данного микрорайона предусматриваются к установке комплектные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ.

Выбор трансформатора осуществляется по формуле:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{р.макс}}{n \cdot k_3}, \text{ кВА.} \quad (2.11)$$

где n - количество трансформаторов на ТП;

k_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

Для I категории электроприемников (ЭП) $k_3 = 0,6 - 0,7$.

Для II категория ЭП: $k_3 = 0,7 - 0,8$.

Для III категория ЭП: $k_3 = 0,9 - 0,95$.

Мощность трансформатора выбирается с учетом коэффициента перегрузки по табличным данным:

$$k_{пер} = \frac{S_{р.макс}}{S_{н.тр}} \leq 1,4. \quad (2.12)$$

Определяются активные потери в трансформаторе по формуле:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{к.з} + \Delta P_{х.х} \cdot \left(\frac{S_{р.макс}}{S_{н.тр}} \right)^2, \text{ кВт;} \quad (2.13)$$

где $\Delta P_{к.з}$ – потери КЗ;

$\Delta P_{х.х}$ – потери ХХ;

$S_{н.тр}$ – номинальная мощность силового трансформатора.

Определяются активные потери в трансформаторе по формулам:

$$\Delta Q_x = \frac{I_{x.x}}{100} \cdot S_{н.тр}, \text{ кВАр}; \quad (2.14)$$

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_x + \frac{U_{к.з}}{100} \cdot \left(\frac{S_{р.макс}}{S_{н.тр}} \right)^2, \text{ кВАр}; \quad (2.15)$$

где ΔQ_x - потери на намагничивание трансформатора;

$U_{к.з}$ - напряжение короткого замыкания.

Определяются полные потери в трансформаторе по формуле:

$$\Delta S_{тр} = \sqrt{\Delta P_{тр}^2 + \Delta Q_{тр}^2}, \text{ кВА}. \quad (2.16)$$

Определяется нагрузка на стороне ВН с учетом потерь по формуле:

$$S_{ВНТП} = \sum S_{лин} + \Delta S_{тр}, \text{ кВА}. \quad (2.17)$$

где $S_{лин}$ - нагрузка линии 0,4 кВ с учетом потерь.

По формулам (2.11) – (2.17) выполняется расчет для КТП-1.

Определяется номинальная мощность силового трансформатора:

$$S_{н.тр} = \frac{80,1}{1 \cdot 0,95} = 84,3 \text{ кВА}.$$

Выбирается силовой трансформатор марки ТМГ-100/10/0,4.

Проверяется выбранный трансформатор на перегрузочную способность:

$$k_{пер} = \frac{84,3}{100} = 0,84;$$

$$0,84 \leq 1,4.$$

Далее определяются активные потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{тр} = 1,97 + 0,29 \cdot \left(\frac{80,1}{100} \right)^2 = 2,18 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_x = \frac{2,6}{100} \cdot 100 = 2,6 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{тр} = 2,6 + \frac{4,5}{100} \cdot \left(\frac{80,1}{100} \right)^2 = 2,63 \text{ кВАр};$$

$$\Delta S_{тр} = \sqrt{2,18^2 + 2,63^2} = 3,41 \text{ кВА};$$

$$S_{ВНТП} = 80,1 + 3,41 = 83,51 \text{ кВА}.$$

Аналогично определяются номинальные мощности для остальных размещенных на территории комплектных трансформаторных подстанций.

Результаты сводятся в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Результат расчетов и выбора трансформаторов ТП

Параметр	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8
$S_{н.тр}$, кВА	80,1	129,71	895,46	398,44	98,75	95,62	105,56	71,67
$k_{пер}$	0,84	0,85	0,64	1,05	1,04	1,01	0,69	0,47
$\Delta P_{тр}$, кВт	2,18	1,93	7,43	1,93	2,18	2,18	1,93	1,93
ΔQ_x , кВАр	2,60	7,52	8,80	7,52	2,60	2,60	7,52	7,52
$\Delta Q_{тр}$, кВАр	2,63	2,43	2,04	2,45	2,64	2,64	2,42	2,41
$\Delta S_{тр}$, кВА	3,41	3,11	7,71	3,12	3,42	3,42	3,10	3,09
$S_{внтп}$, кВА	83,51	132,82	903,17	401,56	102,17	99,04	108,66	74,76
Марка	ТМГ-100	ТМГ-160	ТМГ-1000	ТМГ-400	ТМГ-160	ТМГ-100	ТМГ-160	ТМГ-100

2.4 Выбор сечения жил кабеля на напряжение 0,38 кВ

Сечения проводов ВЛИ-0,38 кВ подбираем по экономической плотности тока, заранее рассчитав эквивалентную мощность линии.

Эквивалентную мощность магистрали определяют по выражению:

$$S_{ЭКВ} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S_{РАСi}^2 \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}}, \quad (2.18)$$

где $S_{РАСi}$ - расчетная полная нагрузка магистрального участка, кВА;

l_i – длина магистрального участка, км;

Эквивалентный линейный ток определяют по выражению:

$$I_{ЭКВ} = \frac{S_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.19)$$

Определяют экономическое сечение магистрали по выражению:

$$F_{Э} = \frac{I_{ЭКВ}}{j_{ЭК}}, \quad (2.20)$$

где $j_{ЭК}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²;

По значению $F_{ЭКВ}$ – выбирается ближайшее стандартное сечение.

Согласно ПУЭ, не менее 50 мм² для основной магистрали и 25 мм² для отпайки (для СИП), в соответствии с климатическим условиями данного региона.

Экономическое сечение отпайек для ВЛИ-0,38 кВ определяют по выражению:

$$F_{Э} = \frac{S'_{РАСi}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot j_{ЭК}}, \quad (2.21)$$

где $S'_{РАСi}$ - расчетная полная нагрузка магистрального участка, кВА.

Произведем расчет сечения проводов для ВЛИ-0,38 №1 и №2.

На рисунках 2.1 – 2.2 изображены расчетные схемы ВЛИ-0,38 №1 и №2.

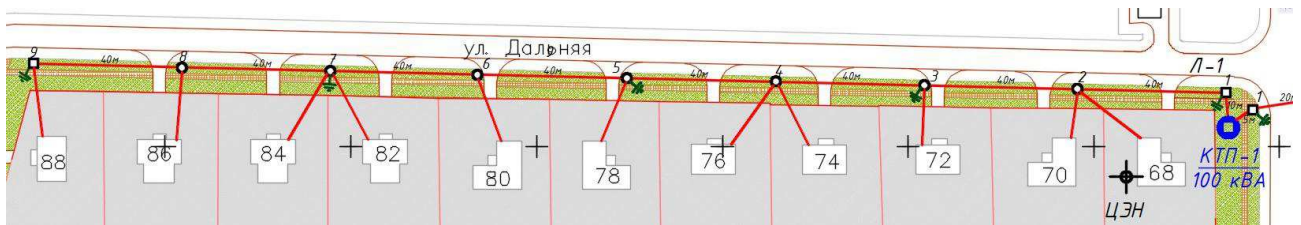


Рисунок 2.1 – Расчетная схема ВЛИ-0,38 Л-1

Л-1: Линия разветвленная определим магистраль.

Магистраль потребителей: 1-8.

Определим экономическое сечение для магистрали:

$$S_{ЭКВ} = \sqrt{\frac{53,86^2 \cdot 0,05 + 52,33^2 \cdot 0,04 + 45,29^2 \cdot 0,04 + 46,82^2 \cdot 0,04 + 39,78^2 \cdot 0,04 + 31,21^2 \cdot 0,04 + 14,99^2 \cdot 0,04 + 15,3^2 \cdot 0,04}{0,05 + 0,04 + 0,08 + 0,04 + 0,08 + 0,08 + 0,08 + 0,08 + 0,04 + 0,08}} = 40,63 \text{ кВА.}$$

$$I_{ЭКВ} = \frac{40,63}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 61,74 \text{ А;}$$

$$F_{\Sigma} = \frac{61,74}{1,9} = 32,49 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод по всей длине магистрали марки СИП-5нг(4×70), с учетом перспективы развития данного региона.

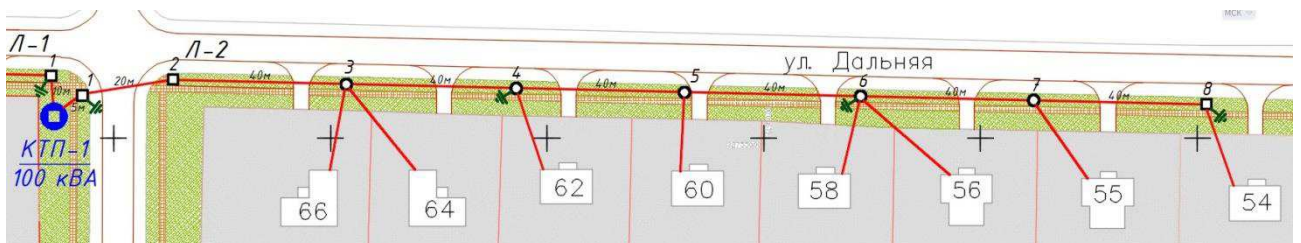


Рисунок 2.2 – Расчетная схема ВЛИ-0,38 Л-2

Л-2: Линия разветвленная определим магистраль.

Магистраль потребители: 1-8.

Определяется экономическое сечение для магистрали:

$$S_{ЭКВ} = 32,19 \text{ кВА;}$$

$$I_{ЭКВ} = \frac{32,19}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 48,91 \text{ А;}$$

$$F_{\Sigma} = \frac{48,91}{1,9} = 25,74 \text{ мм}^2;$$

Принимаем провод по всей длине магистрали марки СИП-5нг(4×70), с учетом перспективы развития данного региона.

Проверка выбранных сечений жил на соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 к качеству электроэнергии (напряжению) у потребителей поселка осуществляется путем сравнения реальным потерям напряжения в линии ΔU , с допустимыми потерями $\Delta U_{\text{доп}}$.

Для всех участков сети 0,4 кВ потери напряжения в вольтах и в процентах следует рассчитывать по формулам:

$$\Delta U = \frac{S_{PACi} \cdot (r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \sin \varphi) \cdot l_i}{U_H}, \quad (2.22)$$

$$\Delta U = \frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100, \% \quad (2.23)$$

где S_{PACi} - расчетная максимальная нагрузка I - го участка, кВ·А;

l_i - длина рассматриваемого участка, км;

r_o, x_o - удельное активное и индуктивное сопротивление рассматриваемого участка, Ом/км;

$\cos \varphi, \sin \varphi$ - тригонометрические функции, соответствующие фазовому сдвигу максимального номинального тока относительно напряжения.

Произведем расчет потери напряжения для ВЛИ-0,38 №1:

$$\Delta U_{ТП-оп.2} = \frac{53,86 \cdot (0,868 \cdot 0,98 + 0,087 \cdot 0,20) \cdot 0,05}{0,38} = 6,04 \text{ В};$$

$$\Delta U_{ТП-оп.2} = \frac{6,04}{380} \cdot 100 = 1,59 \text{ \%}.$$

Аналогично выполняется расчет потери напряжения для других участков ВЛИ-0,38 кВ и результаты расчетов заносятся в табл.№2.7.

Расчет для остальных линий выполняется аналогично, данные расчета сводятся в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет потерь напряжения ВЛИ-0,38 кВ

Наименование участка ВЛ	Длина участка, км	Мощность, текущая по участку, кВ·А	Падение напряжения на участке, В	Отклонение от номинального значения, %
ВЛИ-0,38 кВ №1				
ТП-оп.2	0,050	53,86	3,09	0,81
оп.2-3	0,040	52,33	2,40	0,63
оп.3-4	0,040	45,29	2,08	0,55
оп.4-5	0,040	46,82	2,15	0,57
оп.5-6	0,040	39,78	1,83	0,48
оп.6-7	0,040	31,21	1,43	0,38
оп.7-8	0,040	14,99	0,69	0,18
оп.8-9	0,040	15,30	0,70	0,18
Суммарная потеря напряжения в, В; %			14,4	3,8

Окончание таблицы 2.7

Наименование участка ВЛ	Длина участка, км	Мощность, текущая по участку, кВт·А	Падение напряжения на участке, В	Отклонение от номинального значения, %
ВЛИ-0,38 кВ №2				
ТП-оп.3	0,065	45,29	3,38	0,89
оп.3-4	0,040	46,82	2,15	0,57
оп.4-5	0,040	38,25	1,75	0,46
оп.5-6	0,040	38,25	1,75	0,46
оп.6-7	0,040	29,99	1,38	0,36
оп.7-8	0,040	22,03	1,01	0,27
Суммарная потеря напряжения в, В; %			11,42	3,01

По вычислениям, величина потерь напряжения в ВЛ соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013, и не превышает +/-10% от номинального напряжения.

Следовательно, верно, выбраны сечения проводов ВЛИ-0,38 кВ.

2.5 Расчет схемы распределительной сети 10 кВ

Для системы электроснабжения микрорайона в качестве проводников ВЛ-10 кВ применяется провод СИП-3. Проводник имеет изоляционный покров из термопластичного полиэтилена низкой плотности.

Рассматриваются два варианта схемы питания ТП напряжением 10 кВ.

На рисунке 2.3 показана схема питания ТП по радиально-магистральной схеме.

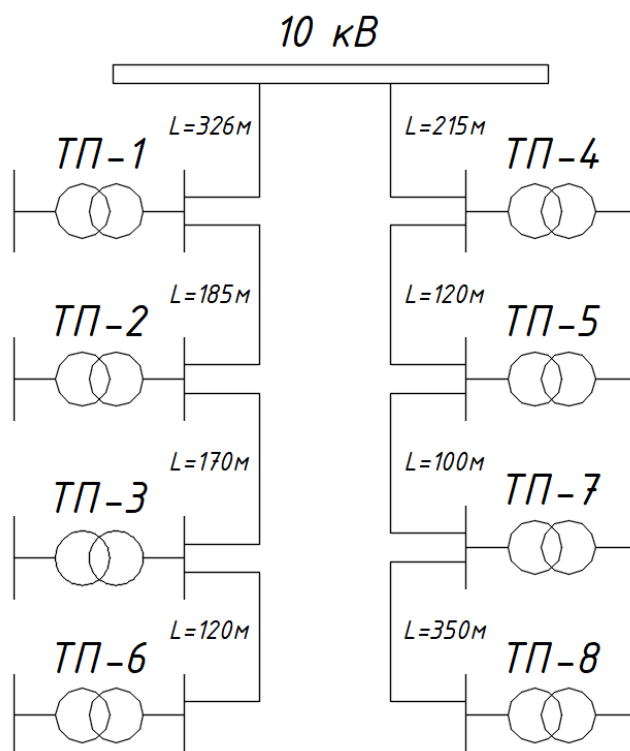


Рисунок 2.2 – Расчетная магистральная схема ВЛ-10 кВ

Провод на участке линий РТП - ТП-1 - ТП-2 - ТП-3 - ТП-6 является магистральным и рассчитывается по формулам:

Рабочий ток:

$$I_p = \frac{S_{\text{ВНТП}}}{n * \sqrt{3} * U_H} \quad (2.24)$$

где $S_{p,\text{макс}}$ - максимальная расчетная мощность линии, кВА;

n - количество линий резервирования;

U_H - номинальное напряжение сети, кВ.

Примечание: $I_p \leq I_{\text{дл.доп}}$

Рассчитываем эквивалентный ток магистрали по формуле:

$$I_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\frac{I_{p1}^2 * L_1 + I_{p2}^2 * L_2 + I_{p3}^2 * L_3 + I_{p6}^2 * L_6}{L_1 + L_2 + L_3 + L_6}} \quad (2.25)$$

Производим расчет экономического сечения проводника по формуле:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{ЭКВ}}}{j_{\text{ЭК}}} \quad (2.26)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ - экономическая плотность тока, принимаем равным $j_{\text{ЭК}} = 1,4$

Проверяем по условию нагрева. Определим ток послеаварийного режима по формуле:

$$I_{\text{пар}} = \frac{S_{\text{ВНТП}}}{\sqrt{3} * U_H} \quad (2.27)$$

Производим проверку выбранных проводов по потерям напряжения на каждом участке линии по формулам:

$$\Delta U = \frac{\sum S_{\text{ВНТП}} * \sum L * (r_0 * \cos\varphi + x_0 \sin\varphi)}{U_H} \quad (2.28)$$

где L – длина участка, км;

r_0 и x_0 – активное и индуктивное сопротивление 1 км провода, Ом/км.

$$\cos\varphi = \frac{r}{z}; \sin\varphi = \frac{x}{z}; \quad (2.29)$$

где z - полное сопротивление провода

$$z = \sqrt{r^2 + x^2} \quad (2.30)$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U * 100}{U_H} \quad (2.31)$$

Определение потерь мощности определяется по формулам:

$$\Delta S = \frac{S_{\text{ВНТП}}^2}{\sqrt{3} * U_H^2} * R \quad (2.32)$$

где $S_{\text{ВНТП}}$ – расчетная мощность ТП с учетом потерь, кВ;

R - сопротивление линии, Ом

$$R = L * \sqrt{r_0^2 + x_0^2} \quad (2.33)$$

r_0 – активное сопротивление провода, Ом/км;

x_0 - индуктивное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка, км.

Определяем общую нагрузку на шинах 10 кВ РТП:

$$S_{\text{РТП}} = \sum S_{\text{ВНТП}} + \Delta S_{\text{лин}} \quad (2.34)$$

Расчет:

$$I_{\text{p1}} = \frac{83,51}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 4,82 \text{ А};$$

$$I_{\text{p2}} = \frac{132,82}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 7,67 \text{ А};$$

$$I_{\text{p3}} = \frac{903,17}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 52,15 \text{ А};$$

$$I_{\text{p6}} = \frac{99,04}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 5,72 \text{ А}.$$

$$2. I_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{4,82^2 \cdot 0,326 + 7,67^2 \cdot 0,185 + 52,15^2 \cdot 0,17 + 5,72^2 \cdot 0,12}{0,326 + 0,185 + 0,17 + 0,12}} = 22,04 \text{ А}.$$

$$3. F_{\text{эк}} = \frac{22,04}{1,4} = 15,74 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности для II района по гололеду принимается 70 мм².

Выбирается провод марки СИП-3(1х70).

$r_0 = 0,493$ Ом/км; $x_0 = 0,1$ Ом/км.

$$I_{\text{пар}} = \frac{1218,54}{\sqrt{3} \cdot 10} = 70,35 \text{ А}$$

310 А > 70,35 А.

$$\Delta U = \frac{0,8 \cdot 1218,54 \cdot (0,493 \cdot 0,98 + 0,1 \cdot 0,2)}{10} = 49,11 \text{ В}$$

$$\Delta U\% = \frac{49,11 \cdot 100}{10000} = 0,49 \%$$

$$R = 0,8 \cdot \sqrt{0,493^2 + 0,1^2} = 0,4 \text{ Ом/км}$$

$$\Delta S = \frac{1218,54^2}{\sqrt{3} \cdot 10^2} \cdot 0,4 = 3,45 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{РТП}} = 1218,54 + 3,45 = 1221,99 \text{ кВА}$$

Таблица 2.8 – Результат расчета магистрали

Линия	$I_{\text{экв}}$, А	$I_{\text{пар}}$, А	ΔU , В	ΔU , %	ΔS , кВА	$S_{\text{РТП}}$, кВА
ТП-1-ТП-2-ТП-3-ТП-6	22,04	70,35	49,11	0,49	3,45	1221,99
ТП-4-ТП-5-ТП-7-ТП-8	13,83	39,67	27,14	0,27	1,07	688,23

3 Выбор оборудования

3.1 Высоковольтное и низковольтное оборудование

Выключатели:

Условия необходимые для выбора и проверки выключателя:

По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}} \quad (2.35)$$

По току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}} \quad (2.36)$$

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{по}} \quad (2.37)$$

По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (2.38)$$

Данным условиям удовлетворяет выключатель ВВТЭ - 10-10/630 У2.

Таблица 2.9 – Результат выбора выключателя

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{раб.макс}} = 70,35 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}}$
$I_{\text{по}} = 140,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 10 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{по}}$
$i_{\text{уд}} = 1,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

Разъединители:

Условия необходимые для выбора и проверки разъединителя:

По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}} \quad (2.39)$$

По току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}} \quad (2.40)$$

По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (2.41)$$

Данным условиям удовлетворяет разъединитель РЛНД-1-10/400У1.

Данный разъединитель подходит для всех проектируемых трансформаторных подстанций.

Таблица 2.10 – Результат выбора разъединителей

Расчетные данные	Паспортные данные	Проверка
Uсети = 10 кВ	Uном = 10(12) кВ	$U_{ном} \geq U_{сети}$
Iраб.макс = 70,35 А	Iном = 400 А	$I_{ном} \geq I_p$
iуд = 1,6 кА	Iдин = 20 кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Предохранители:

Условие необходимое для выбора и проверки предохранителя:

Предохранитель выбирается исходя из условия, что:

$$I_{н.пр} \geq 2 * I_{н.тр} \quad (2.42)$$

где $I_{н.пр}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя; $I_{н.тр}$ - номинальный ток трансформатора.

$$I_{н.тр} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} * U_{вн}} \quad (2.43)$$

где $S_{тр}$ - мощность трансформатора; $U_{вн}$ - напряжение высоковольтной стороны.

ТП-1

$$I_{н.тр} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10} = 5,77 \text{ А}$$

$$I_{н.пр} = 2 * 5,77 = 11,54 \text{ А}$$

Принимаем ток плавкой вставки равным 16 А.

Данным условиям удовлетворяет выключатель предохранитель ПКТ 101-10-16-31,5-У3

Таблица 2.11 – Результат выбора предохранителей

ТП	Марка	$I_{н.пр}$, А
ТП-1	ПКТ 101-10-16-31,5-У3	11,55
ТП-2	ПКТ 101-10-20-31,5-У3	18,48
ТП-3	ПКТ 101-10-160-31,5-У3	115,47
ТП-4	ПКТ 101-10-50-31,5-У3	46,19
ТП-5	ПКТ 101-10-20-31,5-У3	18,48
ТП-6	ПКТ 101-10-16-31,5-У3	11,55
ТП-7	ПКТ 101-10-20-31,5-У3	18,48
ТП-8	ПКТ 101-10-16-31,5-У3	11,55

Таблица 2.12 – Характеристики предохранителя ПКТ

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА
ПКТ101-10-31,5УЗ	10	12	2; 3,5; 5; 8; 10; 16; 20	31,5

Ограничители перенапряжения:
Выбираем ОПН-10/11,5/10/1-УХЛ1.

Таблица 2.13 – Характеристики ОПН-10/11,5/10/1-ХЛ1

Показатель	Каталожная величина	Расчетная величина	Условия выбора
Номинальное напряжение (ВН), кВ	10	10	$10 \geq 10$

Трансформатор тока:

Условия необходимые для выбора и проверки трансформатора тока:

По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}} \quad (2.44)$$

По току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}} \quad (2.45)$$

По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (2.46)$$

Данным условиям удовлетворяет трансформатор тока ТЛК-10 ОЭНТ

Данный трансформатор тока подходит для всех проектируемых трансформаторных подстанций.

Таблица 2.14 – Технические характеристики ТЛК-10

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток, А	5-2000
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество вторичных обмоток	2 или 3 или 4
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos\varphi=0,8$, В-А: обмотки для измерения обмотки для защиты	10 15
Класс точности обмотки: для измерения для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 10P
Ток односекундной термической стойкости, кА	0,35 - 40
Ток электродинамической стойкости, кА	1,54-100

Окончание таблицы 2.14

Наименование параметра	Значение
Номинальная предельная кратность обмотки для защиты	10
Номинальный коэффициент безопасности приборов обмотки для измерения	2-20

Трансформатор напряжения:

Условия необходимые для выбора и проверки трансформатора тока:

По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}} \quad (2.47)$$

Данным условиям удовлетворяет трансформатор тока ЗНОЛ-10-УХЛ2

Данный трансформатор напряжения подходит для всех проектируемых трансформаторных подстанций.

Таблица 2.15 – Технические характеристики ЗНОЛ-10

Наименование	значение
Наибольшее рабочее напряжение	7,2 кВ, 12 кВ, 17,5 кВ
Напряжение первичной обмотки	6000/√3 В, 6300/√3 В, 6600/√3 В, 6900/√3 В, 10000/√3 В, 10500/√3 В, 11000/√3 В, 13800/√3 В, 15750/√3 В
Напряжение вторичной обмотки	100 В, 100/3 В, 100/√3 В
Номинальная частота	50 Гц, 60 Гц
Класс точности основной вторичной обмотки	0,2, 0,5, 1, 3
Схема и группа соединения обмоток	1/1/1-0-0, 1/1/1/1-0-0-0
Климатическое исполнение (диапазон рабочих температур) и категория размещения	T2, УХЛ2

На стороне низкого напряжения защиту линий производим с помощью автоматических выключателей.

Условия необходимые для выбора и проверки автоматических выключателей:

$$I_{\text{н.р}} > I_{\text{л}} \quad (2.48)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з}}^{(1)}}{I_{\text{н.р}}} > 3 \quad (2.49)$$

где $I_{\text{н.р}}$ - ток срабатывания расцепителя;

$I_{\text{л}}$ - рабочий ток линии;

$k_{\text{ч}}$ - коэффициент чувствительности.

ТП-1

Линия 1

$$I_{\text{р}} = 21,7 \text{ А}$$

Выбираем ВА 88-32 $\frac{125}{25}$

$$k_{\text{ч}} = \frac{193,26}{25} = 7,7$$

$$7,7 > 3$$

Линия 2

$$I_p = 21,7 \text{ А}$$

Выбираем ВА 88-32 $\frac{125}{25}$

$$k_{\text{ч}} = \frac{165,47}{25} = 6,62$$

$$6,62 > 3$$

Линия освещения

$$I_p = 17,5 \text{ А}$$

Выбираем ВА 88-32 $\frac{125}{20}$

$$k_{\text{ч}} = \frac{161,10}{20} = 8,05$$

$$8,05 > 3.$$

Аналогично расчет ведется и для остальных линии ТП. Результаты сводятся в таблицу 2.16.

Таблица 2.16 – Результат выбора автоматических выключателей

ТП	Линия	Марка	I_p , А	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{ср.з}}$, А
ТП-1	Линия 1	ВА 88-32 $\frac{125}{25}$	21,7	7,7	25
	Линия 2	ВА 88-32 $\frac{125}{25}$	21,7	6,62	25
	Линия осв.	ВА 88-32 $\frac{125}{20}$	17,5	8,05	20
ТП-2	Линия 1	ВА 88-32 $\frac{125}{20}$	16,7	9,4	20
	Линия 2	ВА 88-32 $\frac{125}{40}$	32,3	7,4	40
	Линия 3	ВА 88-32 $\frac{125}{25}$	22,8	10,3	25
	Линия 4	ВА 88-32 $\frac{125}{40}$	31,8	6,8	40
	Линия осв.	ВА 88-32 $\frac{125}{16}$	12,8	8,1	16
ТП-3	Линия 1	ВА 88-32 $\frac{125}{32}$	28,4	14,5	32
	Линия 2	ВА 88-32 $\frac{125}{125}$	106,8	9,9	125

Окончание таблицы 2.16

ТП	Линия	Марка	I _p , А	k _ч	I _{ср.з} , А
ТП-4	Линия 1	ВА 88-32 $\frac{125}{40}$	39,3	6,05	40
	Линия 2	ВА 88-32 $\frac{125}{25}$	21,7	6,3	25
	Линия 3	ВА 88-32 $\frac{125}{20}$	16,1	7,4	20
	Линия 4	ВА 88-32 $\frac{125}{20}$	17,93	9,7	20
	Линия осв.	ВА 88-32 $\frac{125}{12,5}$	9,5	19,4	12,5
ТП-5	Линия 1	ВА 88-32 $\frac{125}{80}$	64,6	13,3	80
	Линия 2	ВА 88-32 $\frac{125}{80}$	64,6	12,9	80
	Линия осв.	ВА 88-32 $\frac{125}{12,5}$	7,44	31,2	12,5
ТП-6	Линия 1	ВА 88-32 $\frac{125}{80}$	76	12,7	80
	Линия 2	ВА 88-32 $\frac{125}{50}$	40,1	11,2	50
	Линия осв.	ВА 88-32 $\frac{125}{12,5}$	9,42	16,3	12,5
ТП-7	Линия 1	ВА 88-32 $\frac{125}{50}$	38,5	10,6	50
	Линия 2	ВА 88-32 $\frac{125}{80}$	78,4	12,6	80
	Линия осв.	ВА 88-32 $\frac{125}{12,5}$	9,42	16,3	12,5
ТП-8	Линия 1	ВА 88-32 $\frac{125}{80}$	62,3	12,4	80
	Линия 2	ВА 88-32 $\frac{125}{50}$	45,3	11,9	50
	Линия осв.	ВА 88-32 $\frac{125}{12,5}$	9,42	16,3	12,5

3.2 Оценка затрат по проектируемому объекту распределительной сети 10 кВ

Расчёт стоимости строительства ВЛ-10 кВ:

1. Технические показатели ВЛ.
2. Количество линий – одна.
3. Марка провода – СИП-3.

Характеристика и оценка затрат ВЛ 10 кВ.

Протяжённость ВЛ-10 кВ:

$L = 1,586$ км.

Сечение линий и цена провода:

СИП-3 3x70 = 93 тыс.руб/км.

Таблица 2.17 – Расчет затрат на строительство ВЛ-10 кВ

Составляющие затрат	Расчёт затрат	Величина затрат, тыс. руб.
Итого	1,586·93	147,5
Стоимость строительства ВЛ (с учётом затрат сопутствующих строительству.	$147,5+(147,5 \cdot 0,191)$	175,673

Расчёт стоимости выключателей.

Выключатель ВВЭ-М-Р-10-20/630УХЛ2 – 179164 руб за шт.

ф. Л-1: 1 шт.

ф. Л-2: 1 шт.

Таблица 2.18 – Расчёт затрат на выключатели

Составляющие затрат	Кол-во, шт.	Цена за единицу тыс. руб.	Величина затрат, тыс. руб.
ф. Л-1	1	179,164	179,164
ф. Л-2	1	179,164	179,164
Итого:			358,328

Строительно-монтажные работы:

$534,001 \cdot 0,19 \cdot 5,85 = 539,542$ тыс. руб.,

где 5,85 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства (без учёта НДС).

Оборудование:

$534,001 \cdot 0,6 \cdot 3,94 = 1262,378$ тыс. руб.,

где 3,94 - индекс изменения сметной стоимости оборудования (без учёта НДС).

Пусконаладочные работы:

$534,001 \cdot 0,04 \cdot 12,64 = 269,991$ тыс. руб.,

где 12,64- индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства (без учёта НДС).

Прочие затраты:
 $534,001 \cdot 0,17 \cdot 7,74 = 702,639$ тыс. руб.,
 где 7,74 - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат
 (без учёта НДС).

Всего:
 $539,542 + 1262,378 + 269,991 + 702,639 = 2828,550 \cdot 1,09 =$
 3083,119 тыс. руб.

$I_{\text{вл}} = (I_{\alpha} + I_{\text{р}} + I_0) \cdot K = (0,01 + 0,025 + 0,02) \cdot 175,673 =$
 9,662 тыс. руб.

$I_{\text{выкл}} = 0,093 \cdot 358,328 = 33,325$ тыс. руб.

$I_{\text{у}} = 256,6$ тыс. руб.

$3_{\text{I}} = 0,12 \cdot 3083,119 \cdot 1,18 + 256,6 \cdot 1,18 + 0 = 739,358$ тыс. руб.

3.3 Расчёт токов короткого замыкания в линии 0,4 кВ 0,38 кВ 10кВ

На стороне ниже 1 кВ определяются токи трехфазного ($I_{\text{к.з}}^{(3)}$) и однофазного ($I_{\text{к.з}}^{(1)}$) короткого замыкания. Ток однофазного короткого замыкания вычисляется для проверки коэффициента чувствительности ($K_{\text{ч}}$) оборудования.

Расчет ведется по формулам:

1. Определяем ток однофазного к.з.:

$$I_{\text{к.з}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{\frac{Z_{\text{тр}}}{3} + Z_{\text{п}}} \quad (2.52)$$

где $U_{\text{ф}}$ - фазное напряжение сети;

$\frac{Z_{\text{тр}}}{3}$ - полное сопротивление силового трансформатора току однофазного к.з. на корпус;

$Z_{\text{п}}$ - полное сопротивление петли.

$$Z_{\text{п}} = 2L * \sqrt{r_0^2 + x_0^2} \quad (2.53)$$

где r_0 и x_0 - соответственно активное и индуктивное сопротивление проводника;

L - длина участка проводника.

2. Определяем ток трехфазного к.з.:

$$I_{\text{к.з}}^{(3)} = \frac{U_{\text{л}}}{Z_{\text{л}} * \sqrt{r_0^2 + x_0^2}} \quad (2.54)$$

где $U_{\text{л}}$ - линейное напряжение сети;

r_0 и x_0 - суммарные активные и индуктивные сопротивления проводника;
 $Z_{л}$ - полное сопротивление линии.

$$Z_{л} = L * \sqrt{r_0^2 + x_0^2} \quad (2.55)$$

3. Определяем ударный ток ($i_{уд}$) линии:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{к.з}^{(3)} \quad (2.56)$$

где $k_{уд}$ - коэффициент ударного тока, принимаем равным $k_{уд} = 1,3$.

ТП-1

Линия 1

$$I_p = 21,7 \text{ А}$$

$$1. I_{к.з}^{(1)} = \frac{380}{0,26+0,88} = 193,26 \text{ А}$$

$$Z_{л} = 2 * 0,23 * \sqrt{1,91^2 + 0,0794^2} = 0,88 \text{ Ом}$$

$$2. I_{к.з 0,38}^{(3)} = \frac{380}{(0,44+0,78)*\sqrt{1,91^2+0,0794^2}} = 180,3 \text{ А}$$

$$I_{к.з 0,4}^{(3)} = \frac{400}{0,78*\sqrt{1,91^2+0,0794^2}} = 296,46 \text{ А}$$

$$Z_{л} = 0,23 * \sqrt{1,91^2 + 0,0794^2} = 0,44 \text{ Ом}$$

$$3. i_{уд 0,38} = \sqrt{2} * 1,3 * 180,3 = 330,97 \text{ А}$$

$$i_{уд 0,4} = \sqrt{2} * 1,3 * 296,46 = 545,03 \text{ А}$$

Линия 2

$$I_p = 21,7 \text{ А}$$

$$1. I_{к.з}^{(1)} = \frac{380}{0,26+1,07} = 165,47 \text{ А}$$

$$Z_{л} = 2 * 0,28 * \sqrt{1,91^2 + 0,0794^2} = 1,07 \text{ Ом}$$

$$2. I_{к.з 0,38}^{(3)} = \frac{380}{(0,54+0,78)*\sqrt{1,91^2+0,0794^2}} = 166,93 \text{ А}$$

$$I_{к.з 0,4}^{(3)} = \frac{400}{0,78*\sqrt{1,91^2+0,0794^2}} = 296,46 \text{ А}$$

$$Z_{л} = 0,28 * \sqrt{1,91^2 + 0,0794^2} = 0,54 \text{ Ом}$$

$$3. i_{уд\ 0,38} = \sqrt{2} * 1,3 * 166,93 = 306,90 \text{ A}$$

$$i_{уд\ 0,4} = \sqrt{2} * 1,3 * 296,46 = 545,03 \text{ A}$$

Линия освещения

$$I_p = 17,5 \text{ A}$$

$$1. I_{к.з}^{(1)} = \frac{380}{1,11+0,26} = 161,10 \text{ A}$$

$$Z_{л} = 2 * 0,46 * \sqrt{1,2^2 + 0,0827^2} = 1,11 \text{ Ом}$$

$$2. I_{к.з\ 0,38}^{(3)} = \frac{380}{(0,55+0,78)*\sqrt{1,2^2+0,0827^2}} = 164,67 \text{ A}$$

$$I_{к.з\ 0,4}^{(3)} = \frac{400}{0,78*\sqrt{1,2^2+0,0827^2}} = 296,46 \text{ A}$$

$$Z_{л} = 0,46 * \sqrt{1,2^2 + 0,0827^2} = 0,55 \text{ Ом}$$

$$3. i_{уд\ 0,38} = \sqrt{2} * 1,3 * 164,67 = 302,74 \text{ A}$$

$$i_{уд\ 0,4} = \sqrt{2} * 1,3 * 296,46 = 545,03 \text{ A}$$

Аналогично расчет ведется и для остальных линии ТП. Результаты сводятся в таблицу 2.19.

Таблица 2.19 - Результаты расчетов тока КЗ 0,38 кВ и 0,4 кВ

ТП	Линия	$I_{к.з}^{(1)}$, А	$I_{к.з\ 0,38}^{(3)}$, А	$I_{к.з\ 0,4}^{(3)}$, А	$i_{уд\ 0,38}$, А	$i_{уд\ 0,4}$, А
ТП-1	Линия 1	193,26	180,3	296,46	330,97	545,03
	Линия 2	165,47	166,93	296,46	306,90	545,03
	Линия осв.	161,10	164,67	296,46	302,74	545,03
ТП-2	Линия 1	186,97	135,48	186,69	249,08	343,23
	Линия 2	296	156,42	186,69	287,57	343,23
	Линия 3	258,31	156,6	186,69	286,87	343,23
	Линия 4	193,25	137,10	186,69	252,06	343,23
	Линия осв.	129,96	116,86	186,69	214,84	343,23
ТП-3	Линия 1	463,41	298,29	474,21	548,39	871,82
	Линия 2	1234,80	443,14	474,21	814,71	871,82
ТП	Линия	$I_{к.з}^{(1)}$, А	$I_{к.з\ 0,38}^{(3)}$, А	$I_{к.з\ 0,4}^{(3)}$, А	$i_{уд\ 0,38}$, А	$i_{уд\ 0,4}$, А
ТП-4	Линия 1	242,02	147,69	186,69	271,52	343,23
	Линия 2	156,47	126,52	186,96	232,61	343,23
	Линия 3	148,40	147,69	186,69	227,59	343,23
	Линия 4	193,25	137,10	186,69	252,06	343,23

Окончание таблицы 2.19

	Линия осв.	242,02	127,93	186,69	235,20	343,23
ТП-5	Линия 1	1061,69	430,51	474,21	791,49	871,82
	Линия 2	1029,59	427,80	474,21	786,50	871,82
	Линия осв.	390,45	319,01	474,21	586,50	871,82
ТП-6	Линия 1	1013,99	426,43	474,21	783,99	871,82
	Линия 2	581,22	368,57	474,21	677,61	871,82
	Линия осв.	203,78	231,97	474,21	426,47	871,82
ТП-7	Линия 1	242,02	147,69	186,69	271,52	343,23
	Линия 2	148,40	147,69	186,69	227,59	343,23
	Линия осв.	129,96	116,86	186,69	214,84	343,23
ТП-8	Линия 1	156,47	126,52	186,96	232,61	343,23
	Линия 2	193,25	137,10	186,69	252,06	343,23
	Линия осв.	242,02	127,93	186,69	235,20	343,23

На стороне выше 1 кВ определяются токи трехфазного ($I_{к.з}^{(3)}$) и двухфазного ($I_{к.з}^{(2)}$) короткого замыкания. Ток двухфазного короткого замыкания вычисляется для проверки коэффициента чувствительности ($k_{\text{ч}}$) оборудования.

Расчет ведем по формулам:

1. Определяем ток трехфазного к.з. по формуле (62):

$$I_{к.з}^{(3)} = \frac{U_{н.ср}}{\sqrt{3} * \sum Z} \quad (2.57)$$

где $U_{н.ср}$ - среднее номинальное напряжение сети;

Z - полное сопротивление линии.

$$Z = Z_{л} + Z_{тр} \quad (2.58)$$

где $Z_{тр}$ - полное сопротивление трансформатора.

$$Z_{л} = L * \sqrt{r_0^2 + x_0^2} \quad (2.59)$$

где L - длина участка проводника;

r_0 - активное сопротивление проводника;

x_0 - индуктивное сопротивление проводника.

L - длина участка проводника.

2. Определяем ток двухфазного к.з. по формуле (65):

$$I_{к.з}^{(2)} = 0,867 * I_{к.з}^{(3)} \quad (2.60)$$

3. Определяем ударный ток ($i_{уд}$) линии по формуле (66):

$$i_{уд} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{к.з}^{(3)} \quad (2.61)$$

где $k_{уд}$ - коэффициент ударного тока, принимаем равным $k_{уд} = 1,8$.

ТП-1

$$1. I_{к.з 10}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} * 9,06} = 669,1 \text{ А}$$

$$Z = 0,145 \sqrt{0,868^2 + 0,104^2} + 10,2 \sqrt{0,868^2 + 0,104^2} + 0,078 = 9,06 \text{ Ом}$$

$$2. I_{к.з 10}^{(2)} = 0,867 * 669,1 = 580,1 \text{ А}$$

$$3. i_{уд 10} = \sqrt{2} * 1,8 * 671,9 = 1,7 \text{ кА.}$$

Аналогично расчет ведется и для остальных линии ТП. Результаты сводятся в таблицу 2.20.

Таблица 2.20 - Результаты расчета тока к.з. 10 кВ

ТП	$I_{к.з 10}^{(3)}$, А	$I_{к.з 10}^{(2)}$, А	$i_{уд 10}$, кА
1	2	3	4
ТП-1	669,1	580,1	1,7
ТП-2	600,2	520,4	1,53
ТП-3	631,5	520,4	1,6
ТП-4	577,4	500,6	1,5
ТП-5	607,4	526,6	1,6
ТП-6	612,4	530,95	1,6
ТП-7	623,8	526,3	1,5
ТП-8	641,2	516,7	1,5

3.4 Анализ качества напряжения и расчёт отклонения напряжения

Качество напряжение зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети. Отклонения напряжения в нормальном режиме работы согласно ГОСТ не должны выходить за следующие пределы:

(-2,5 ÷ +5)% от $U_{НОМ}$ – для освещения;

(-5 ÷ +10)% от $U_{НОМ}$ – на зажимах двигателей;

(-5 ÷ +5)% от $U_{НОМ}$ – На зажимах остальных электроприемников.

Отклонение напряжения на каждом участке, рассчитаем по формуле:

$$V = \left[\frac{(U_{ин} - \Delta U_{участка}) - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \right] \cdot 100\% \quad (2.62)$$

Отклонения напряжения будем рассчитывать в максимальном и минимальном режиме для самого мощного и самого удавленного электроприемника от энергосистемы.

Самый удалённый электроприемник:

Для максимального режима работы принимается напряжения на РП 1,05 от номинального. Принимаем $U_0 = 10500\text{В}$.

Самый удаленный максимальный режим:

$$U_{\text{ИП}} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5\text{кВ.}$$

$$U_0 = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$\cos \varphi = 0,87 \quad \sin \varphi = 0,2431.$$

Участок 0-1:

$$L = 0,237(\text{км});$$

$$I_{\text{max}} = 88,36 \text{ А};$$

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} \cdot 88,36 \cdot 0,237 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,086 \cdot 0,2431) = 14,73 \text{ В};$$

$$U_1 = 10500 - 14,73 = 10485,27 \text{ В.}$$

Участок 1-2:

$$L = 0,157(\text{км});$$

$$I_{\text{max}} = 49,02 \text{ А};$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} \cdot 49,02 \cdot 0,157 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,086 \cdot 0,2431) = 5,42 \text{ В};$$

$$U_2 = 10485,27 - 5,42 = 10479,85 \text{ В.}$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta U_{\text{T}} = \beta_{\text{T}} (U_{\alpha} \cdot \cos \varphi_2 + U_{\text{p}} \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_{\text{T}}^2}{200} (U_{\alpha} \cdot \cos \varphi_2 + U_{\text{p}} \cdot \sin \varphi_2), \text{ В}$$

где β_{T} - отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы U_{α} , U_{p} - активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, определяются по формулам:

$$U_{\alpha} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{н.т}}} \cdot 100\% \quad (2.63)$$

$$U_{\text{p}} = \sqrt{U_{\text{к}}^2 - U_{\alpha}^2} \quad (2.64)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta_T = 0,32.$$

$$\Delta U_\alpha = \frac{5,5}{400} \cdot 100 = 1,38\%.$$

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,38^2} = 5,32\%.$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = 0,32 \cdot (1,38 \cdot 0,87 + 5,32 \cdot 0,2431) = 0,80\%.$$

$$U_{\text{тр}} = \frac{0,80}{100} \cdot 100000 = 80\text{В}.$$

Приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_3 = 10479,85 - 75 = 10404,85 \text{ В};$$

$$U_3 = 10404,85 \cdot \frac{400}{10500} = 396,38 \text{ В}.$$

Участок 3-4:

$$L = 0,157(\text{км});$$

$$I_{\text{max}} = 8,03 \text{ А};$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 8,03 \cdot 0,157 \cdot (7,74 \cdot 0,87 + 0,095 \cdot 0,2431) = 14,75 \text{ В};$$

$$U_4 = 396,38 - 14,75 = 381,63 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{10485,27 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,85\%;$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{10479,85 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,79\%;$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{396,38 - 380}{380} \cdot 100\% = 4,31\%;$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{381,63 - 380}{380} \cdot 100\% = 0,43\%.$$

Минимальный режим:

$$U_{\text{ИП}} = U_{\text{НОМ}} = 10\text{кВ}.$$

$$\cos \varphi = 0,87 \quad \sin \varphi = 0,2431.$$

Участок 0-1:

$$L = 0,237(\text{км});$$

$$I_{max} = 88,36 \cdot 0,6 = 53,02 \text{ A};$$

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} \cdot 53,02 \cdot 0,237 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,086 \cdot 0,2431) = 8,84 \text{ В};$$

$$U_1 = 10000 - 8,84 = 9991,16 \text{ В}.$$

Участок 1-2:

$$L = 0,157(\text{км});$$

$$I_{max} = 49,02 \cdot 0,6 = 29,41 \text{ A};$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} \cdot 29,41 \cdot 0,157 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,086 \cdot 0,2431) = 3,25 \text{ В};$$

$$U_2 = 9991,16 - 3,25 = 9987,91 \text{ В}.$$

Потери в трансформаторе:

$$U_p = \sqrt{4,5^2 - 1,38^2} = 4,28\%;$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = 0,51 \cdot (1,38 \cdot 0,87 + 5,36 \cdot 0,2431) = 1,27\%.$$

$$U_{\text{тр}} = \frac{1,27}{100} \cdot 100000 = 127 \text{ В}.$$

Приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_3 = 9987,91 - 80 = 9907,91 \text{ В};$$

$$U_3 = 9907,91 \cdot \frac{380}{10000} = 376,50 \text{ В}.$$

Участок 3-4:

$$L = 0,157(\text{км});$$

$$I_{max} = 8,3 \cdot 0,6 = 4,82 \text{ A};$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 4,82 \cdot 0,157 \cdot (7,74 \cdot 0,87 + 0,095 \cdot 0,2431) = 9,87 \text{ В};$$

$$U_4 = 376,50 - 9,87 = 366,63 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{9991,16 - 10000}{10000} = -0,09\%;$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{9987,91 - 10000}{10000} = -0,12\%;$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{376,50 - 380}{380} = -0,92\%;$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{366,63 - 380}{380} = -3,52\%.$$

Послеаварийный режим:

$$U_{\text{ИП}} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$U_0 = 10,5 \text{ кВ.}$$

Участок 0-1:

$$L = 0,237 \text{ (км);}$$

$$I_{\text{max}} = 88,36 \cdot 2 = 166,72 \text{ А;}$$

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} \cdot 166,72 \cdot 0,237 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,086 \cdot 0,2431) = 27,81 \text{ В;}$$

$$U_1 = 10500 - 27,81 = 10472,19 \text{ В.}$$

Участок 1-2:

$$L = 0,157 \text{ (км);}$$

$$I_{\text{max}} = 49,02 \cdot 2 = 98,04 \text{ А;}$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} \cdot 98,04 \cdot 0,157 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,086 \cdot 0,2431) = 10,83 \text{ В;}$$

$$U_2 = 10472,19 - 10,83 = 10461,36 \text{ В.}$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta_{\text{T}} = 1,28.$$

Потери в трансформаторе:

$$U_{\text{p}} = \sqrt{5,5^2 - 1,38^2} = 5,32\%.$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = 1,28 \cdot (1,38 \cdot 0,87 + 5,32 \cdot 0,2431) = 3,19\%.$$

$$U_{\text{тр}} = \frac{3,19}{100} \cdot 10000 = 319\text{В};$$

$$U_3 = 10461,36 - 319 = 10142,36 \text{ В};$$

$$U_3 = 10142,36 \cdot \frac{400}{10500} = 386,37 \text{ В}.$$

Участок 3-4:

$$L = 0,157(\text{км});$$

$$I_{\text{max}} = 8,03 \text{ А};$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 8,03 \cdot 0,157 \cdot (7,74 \cdot 0,87 + 0,095 \cdot 0,2431) = 14,75 \text{ В};$$

$$U_4 = 386,37 - 14,75 = 371,62 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{10472,19 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,72\%;$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{10461,36 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,61\%;$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{386,37 - 380}{380} \cdot 100\% = 1,68\%;$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{371,62 - 380}{380} \cdot 100\% = -2,21\%.$$

Самый мощный электроприемник:

Для максимального режима принимается напряжения на РП 1,05 от номинального. Принимаем $U_0 = 10500 \text{ В}$.

Участок 0-1:

$$L = 0,342(\text{км});$$

$$I_{\text{max}} = 74,73 \text{ А};$$

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} \cdot 74,73 \cdot 0,342 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,086 \cdot 0,2431) = 17,98 \text{ В};$$

$$U_1 = 10500 - 17,98 = 10482,02 \text{ В}.$$

Участок 1-2:

$$L = 0,185(\text{км});$$

$$I_{max} = 40,06 \text{ A};$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} \cdot 40,06 \cdot 0,185 \cdot (0,62 \cdot 0,87 + 0,09 \cdot 0,2431) = 7,20 \text{ В};$$

$$U_2 = 10482,02 - 7,20 = 10474,82 \text{ В}.$$

$$\beta_T = \left(\frac{1148,79}{2 \cdot 100} \right) = 0,64;$$

$$\Delta U_\alpha = \frac{5,5}{400} \cdot 100 = 1,38\%.$$

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,38^2} = 5,32\%.$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = 0,64 \cdot (1,38 \cdot 0,87 + 5,32 \cdot 0,2431) = 1,60\%;$$

$$U_{\text{тр}} = \frac{1,60}{100} \cdot 10000 = 160 \text{ В};$$

$$U_3 = 10474,82 - 160 = 10314,82 \text{ В};$$

$$U_3 = 10314,82 \cdot \frac{400}{10500} = 392,95 \text{ В}.$$

Участок 3-4:

$$L = 0,040 \text{ (км)};$$

$$I_{max} = 316,56 \text{ A};$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 316,56 \cdot 0,040 \cdot (0,167 \cdot 0,87 + 0,0596 \cdot 0,2431) = 3,50 \text{ В};$$

$$U_4 = 392,95 - 3,50 = 389,45 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{10482,02 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,82\%;$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{10474,82 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,75\%;$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{392,95 - 380}{380} \cdot 100\% = 3,41\%;$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{389,45 - 380}{380} \cdot 100\% = 2,49\%.$$

Минимальный режим:

Участок 0-1:

$$L = 0,342 \text{ (км)};$$

$$I_{max} = 74,73 \cdot 0,6 = 44,84 \text{ A};$$

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} \cdot 44,84 \cdot 0,342 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,086 \cdot 0,2431) = 10,79 \text{ В};$$

$$U_1 = 10000 - 10,79 = 9989,21 \text{ В}.$$

Участок 1-2:

$$L = 0,185 \text{ (км)};$$

$$I_{max} = 40,06 \cdot 0,6 = 24,04 \text{ A};$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} \cdot 24,04 \cdot 0,185 \cdot (0,62 \cdot 0,87 + 0,09 \cdot 0,2431) = 4,32 \text{ В};$$

$$U_2 = 9989,21 - 4,32 = 9984,89 \text{ В};$$

Потери в трансформаторе:

$$\beta_T = 0,32;$$

$$\Delta U_\alpha = \frac{12,2}{1000} \cdot 100 = 1,22\%.$$

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,36\%.$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = 0,32 \cdot (1,22 \cdot 0,87 + 5,36 \cdot 0,2431) = 0,76\%;$$

$$U_{\text{тр}} = \frac{0,76}{100} \cdot 10000 = 7,6 \text{ В};$$

$$U_3 = 9984,89 - 7,6 = 9977,29 \text{ В};$$

$$U_3 = 9977,29 \cdot \frac{400}{10500} = 380,09 \text{ В}.$$

Участок 3-4:

$$L = 0,040 \text{ (км)};$$

$$I_{max} = 316,56 \cdot 0,6 = 189,94 \text{ A};$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 189,94 \cdot 0,040 \cdot (0,167 \cdot 0,87 + 0,0596 \cdot 0,2431) = 2,10 \text{ В};$$

$$U_4 = 380,09 - 2,10 = 377,99 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{9989,21 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,11\%;$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{9984,89 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,15\%;$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{380,09 - 380}{380} \cdot 100\% = 0,024\%;$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{377,99 - 380}{380} \cdot 100\% = -0,53\%.$$

Послеаварийный режим:

Участок 0-1:

$$L = 0,342 \text{ (км);}$$

$$I_{\text{max}} = 74,73 \cdot 2 = 149,46 \text{ A;}$$

$$\Delta U_{0-1} = \sqrt{3} \cdot 149,46 \cdot 0,342 \cdot (0,443 \cdot 0,87 + 0,086 \cdot 0,2431) = 35,96 \text{ В;}$$

$$U_1 = 10500 - 35,96 = 10464,04 \text{ В.}$$

Участок 1-2:

$$L = 0,185 \text{ (км);}$$

$$I_{\text{max}} = 40,06 \cdot 2 = 80,12 \text{ A;}$$

$$\Delta U_{1-2} = \sqrt{3} \cdot 80,12 \cdot 0,185 \cdot (0,62 \cdot 0,87 + 0,09 \cdot 0,2431) = 14,41 \text{ В;}$$

$$U_2 = 10464,04 - 14,41 = 10449,63 \text{ В;}$$

Потери в трансформаторе:

$$\beta_T = 1,01;$$

$$\Delta U_\alpha = \frac{12,2}{1000} \cdot 100 = 1,22\%.$$

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,36\%.$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = 1,01 \cdot (1,22 \cdot 0,87 + 5,36 \cdot 0,2431) = 2,39 \%;$$

$$U_{\text{тр}} = \frac{2,39}{100} \cdot 10000 = 239 \text{ В;}$$

$$U_3 = 10449,63 - 239 = 10210,63 \text{ В;}$$

$$U_3 = 10210,63 \cdot \frac{400}{10500} = 388,97 \text{ В.}$$

Участок 3-4:

$$L = 0,040 \text{ (км);}$$

$$I_{max} = 316,56 \text{ A};$$

$$\Delta U_{3-4} = \sqrt{3} \cdot 316,56 \cdot 0,040 \cdot (0,167 \cdot 0,87 + 0,0596 \cdot 0,2431) = 3,50 \text{ В};$$

$$U_4 = 388,97 - 3,50 = 385,47 \text{ В}.$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} = \frac{10464,04 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,64\%;$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} = \frac{10449,63 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,5\%;$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} = \frac{388,97 - 380}{380} \cdot 100\% = 2,36\%;$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} = \frac{385,47 - 380}{380} \cdot 100\% = 1,45\%.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Электроснабжение микрорайона «Западный» с.Ермаковское Красноярского края» по заданному генплану застройки территории было произведено проектирование ВЛ-10 кВ и ВЛИ-0,4 кВ.

На основании расчетов электрических нагрузок, выбраны сечения, и марка проводов ВЛИ-0,4 кВ и проведена проверка на допустимые потери напряжения на участках электросети в целом.

Расчёт электрических нагрузок выполнялся методом коэффициента одновременности.

Рассчитаны допустимый ток и потери мощности в электрической сети 0,38 и 10 кВ. Разработана оптимальная схема электрической сети 0,4 кВ, отвечающее требованиям надежности передачи и качества электроэнергии.

Рассчитаны токи короткого замыкания для проверки, а в случае необходимости и корректировки, правильности выбора кабелей и электрических аппаратов.

Выпускная квалификационная работа удовлетворяет техническим нормам, предъявляемым к электроснабжению предприятий. В частности:

- источники питания максимально приближены к потребителям электрической энергии;
- число ступеней трансформации и распределения электроэнергии на каждом напряжении выбрано минимально возможным;
- схемы электроснабжения и электрических соединений подстанций выполнены таким образом, что требуемый уровень надёжности и резервирования обеспечен при минимальном количестве электрооборудования и проводников.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по расчету электрических нагрузок 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения: Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. – М.: Сельэнергопроект. №11, 2011. 461 с.
2. ПУЭ правила устройства электроустановок. Издание 7. 2013. 220 с.
3. Лещинская, Т. Б. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине электроснабжение с.-х. предприятий и населенных пунктов / Т. Б. Ашихмина// – Москва. - 2016. - 270 с.
4. Лещинская, Т. Б. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства / Т. Б. Лещинская, И. В. Наумов // М.: БИБКМ – ТРАНСЛОГ, 2015. – 455с.
5. Андрианов, В. Н., Электрические машины и аппараты / В. Н. Андрианов // М.: Колос, 2012. - 448 с.
6. Будзко, И. А. Электроснабжение сельского хозяйства/ И. А. Будзко, Т. Б. Лещинская, В. И. Сукманов// М.: Колос, 2013. - 536 с.
7. Бурдуков, А. П. Методические указания по расчету электрических нагрузок / А. П. Бурдуков, Ю. П. Петин // М.: Инфра – М, 2015. - 136 с.
8. Водяников, В. Т. В 62 Экономическая оценка энергетики АПК. Учебное пособие для студентов высших учебных заведений /В. Т. Водяников // М.: ИКФ «ЭКМОС», 2011. - 304 с.
9. Добролюбов, И. П. Автоматика: Учебное пособие /И. П. Добролюбов // Новосибирск: Новосиб. гос. аграр. ун-т. Инженерный ин-т., 2011. - 300 с.
10. Долин, П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов / П. А. Долин // М.: Энергоатомиздат, 2014. - 448 с.
11. Евдокимов, Ю. И. Общие требования к оформлению курсовых и дипломных проектов (работ). Стандарт предприятия СТП 01-04 / Ю. И. Евдокимов // Новосибирск: Новосиб. гос. аграр. ун-т. Инженерный ин-т., 2012. - 67 с.
12. Комаров, Д. Т. Резервные источники электроснабжения сельскохозяйственных потребителей / Д. Т. Комаров, Н. Ф. Молоснов // М.: Энергоатомиздат, 2014. - 88 с.
13. Костюченко, Л. П. Электроснабжение: учеб. Пособие / Л. П. Костюченко, А. В. Чебодаев // Красноярск: Краснояр. гос. аграр. ун-т, 2011. - 347 с.
14. Правила устройства электроустановок. – Министерство энергетики РФ. - М.: НЦ ЭНАС, 2015. - 89с.
15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. / Под общ. ред. А.А.Федорова. Т.2. Электрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 2010. - 321с.
16. Сележев, Б. А. Электротехника / Б. А. Сележева // М.: Госэнергоиздат, 2013. 512 с.
17. Шкрабак, В. С. Безопасность жизнедеятельности в сельскохозяйственном производстве / В. С. Шкрабак, А. В. Луковников, А. К. Тургиев // М.: Колос, 2012. - 512 с.

18. Логинов, А. В. Пособие по проектированию Воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 2. Система самонесущих изолированных проводов напряжением до 1кВ с изолированным нулевым несущим проводником / А. В. Логинов, С. Е. Логинова, Д. Г. Шаманов // С-Пб: ENSTO, 2016г. - 110 с.
19. Боровиков, В. А. Электрические сети энергетических систем. Учебник для техникумов / В. А. Боровикова // Л.: Энергия, 2014. - 311 с.
20. Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ, Том 1/Под И.Т. Горюнова и др. - М.: Папирус ПРО, 2016. - 140 с.
21. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-150 кВ, Том 2/Под И.Т. Горюнова, А.А. Любимова,- М.: Папирус ПРО, 2013. - 640 с.
22. Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ, Том 4/Под И.Т. Горюнова, А.А. Любимова,- М.: Папирус ПРО, 2015. - 320с.
23. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов, 2-е изд. перераб. и доп. / В. М. Блок, Г. К. Обушев, Л. Б. Паперно и др.; Под ред. В. М. Блок. - М.: Высш. шк., 2012. - 383 с.
24. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций. Учеб. для техникумов. - 3-е изд., перераб. и доп. / Л. Д. Рожкова, Д. С. Козулин // М.: Энергоатомиздат, 2017. - 648 с.
25. Электротехнический справочник, т. 3, кн. 1; Производство и распределение электроэнергии: Справочное издание / (Под ред.: И.Н. Орлова) 7-е изд., исп. и доп. - IV.: Энергоатс миздат, 2011. - 882 с.
26. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей. Изменения к РД 34.20.185-94. 2013. - 312с.
27. Свод правил по проектированию и строительству СП 31-110-2003.4. 2013. 220 с. Ведомственные строительные нормы проектирования (Электрооборудование жилых и общественных зданий) 2011. - 130 с.
28. Типовая инструкция по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с неизолированными проводами РД 153-34.3-20. 662 - 98. 2011. - 80 с.
29. «Ведомственные укрупненные единые расценки на ремонт и техническое обслуживание электрических сетей» СО 153-34.20.815
30. «Бюллетень информационных расценок и материалов для строителей». Сибирский региональный центр, 2013 г. - 50 с.
31. Фомина, В. Н. Экономика электроэнергетики: Учебник / В. Н. Фомина // М.:ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПК-госслужбы, 2015. - 329 с.

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

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 31 наименование.

«_____» _____
(дата)

(подпись)

А.Ю. Чиханов
(ФИО)

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
Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«30» 06 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Электроснабжение микрорайона «Западный»
с.Ермаковское Красноярского края
тема

Руководитель Дулесова 30.06.2021 доцент каф. ЭЭ, к.т.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Н.В. Дулесова
инициалы, фамилия

Выпускник 24.04.2021 А.Ю.
подпись, дата

А.Ю. Чиханов
инициалы, фамилия

Нормоконтролер Кычакова 30.06.2021
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2021