

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

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
институт  
«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»  
кафедра

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Электроснабжение микрорайона «Монгун» г. Кызыл (западная часть)  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

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

А.В. Коловский  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

М.А. Каперсак  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

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

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

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

А. С. Горопов

подпись

инициалы, фамилия

«    »

2023 г.

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

Студенту \_\_\_\_\_ Каперсак Максиму Анатольевичу \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 18-01 (З-18)

Направление \_\_\_\_\_ 13.03.02 \_\_\_\_\_

(код)

\_\_\_\_\_ Электроэнергетика и электротехника \_\_\_\_\_

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Электроснабжение \_\_\_\_\_ микрорайона  
«Монгун» г. Кызыл (западная часть) \_\_\_\_\_

Утверждена приказом по институту № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР Коловский А. В., доцент кафедры ЭМиАТ \_\_\_\_\_

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР план застройки, характеристики зданий.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

1 Теоретическая часть

1.1 Требования к системе электроснабжения микрорайонов городов

1.2 Геологическая и климатическая характеристика местности

1.3 Характеристика основных потребителей объекта проектирования

2 Аналитическая часть.

2.1. Расчёт потребляемой мощности жилых домов

2.2. Расчёт потребляемой мощности общественных зданий

2.3. Светотехнический расчет наружного освещения микрорайона

2.4. Расчёт потребляемой мощности для освещения микрорайона

2.5. Расчёт мощности освещения дворов

3 Практическая часть.

3.1 Выбор мест расположения ТП и мощности трансформаторов

3.2 Выбор схемы распределительной сети и сечения кабельно-проводниковой продукции

3.3 Выбор коммутационно-защитных аппаратов

3.4 Расчет допустимых потерь напряжения в сети 10(6) и 0,4 кВ

3.5 Расчет токов короткого замыкания и проверка коммутационно-защитных аппаратов

Перечень обязательных листов графической части

1 План разводки силовой сети

2. План разводки осветительных сетей

3. Однолинейная схема электроснабжения

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

/ А. В. Коловский \_\_\_\_\_

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

/М. А. Каперсак \_\_\_\_\_

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение микрорайона «Монгун» г. Кызыл (западная часть)» содержит 75 страниц текстового документа, 7 рисунков, 27 таблиц, 27 использованных источников, 3 листа графического материала.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭКОНОМИКА, ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ, РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ СХЕМЫ.**

В работе представлен вариант надёжной схемы электроснабжения проектируемого жилого микрорайона «Монгун» в городе Кызыл. Выполнен расчет силовой и осветительной сети, произведен выбор места установки и мощности силовых трансформаторных подстанций с проверкой их по перегрузочной способности. Выбрана схема питания, проведен расчет распределительной сети 0,4 кВ с последующей проверкой электрических аппаратов для защиты кабельных линий.

Использовались программы AUTOCAD, EXCEL, VISIO, WORD.

Результаты работы могут быть использованы при проектировании электроснабжения района «Монгун» администрацией города Кызыл.

## **ABSTRACT**

Graduation qualification work on the topic «Power supply of the Mongun microdistrict, Kyzyl (western part)» contains 75 pages of a text document, 7 figures, 27 tables, 27 used sources, 3 sheets of graphic material.

**POWER SUPPLY SYSTEM DESIGN, ECONOMY, ORGANIZATION AND PLANNING, DEVELOPMENT OF THE PRINCIPAL DIAGRAM.**

The paper presents a variant of a reliable power supply scheme for the projected residential district "Mongun" in the city of Kyzyl. The calculation of the power and lighting networks was carried out, the choice of the installation site and the power of the power transformer substations was made, with their checking for overload capacity. A power supply scheme was selected, a distribution network of 0,4 kV was calculated, followed by a check of electrical devices for protecting cable lines.

AUTOCAD, EXCEL, VISIO, WORD programs were used.

The results of the work can be used in the design of the power supply of the Mongun district by the administration of the city of Kyzyl.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. Характеристика и анализ энергоснабжаемого микрорайона.....	9
1.1 Характеристика основных потребителей объекта исследования.....	9
1.2 Сведения о климатической, географической и инженерно – географической характеристике района .....	14
1.3 Характеристика схемы внешнего электроснабжения района на текущий момент.....	16
2. Расчет электрических нагрузок.....	18
2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий.....	18
2.2 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий.....	24
3. Проектирование системы освещения территории микрорайона.....	28
3.1 Светотехнический расчет наружного освещения микрорайона.....	28
3.2 Расчёт мощности освещения дворов.....	30
3.3 Расчёт потребляемой мощности для освещения микрорайона.....	31
4. Определение числа, мощности и мест расположения трансформаторов.....	33
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов и трансформаторных подстанций.....	33
4.2 Распределение нагрузок по трансформаторным подстанциям.....	34
4.3 Выбор местоположения трансформаторных подстанций.....	38
5. Выбор схемы распределительной сети и сечения кабельно - проводниковой продукции.....	43
5.1 Выбор схемы распределительной сети.....	43
5.2 Выбор сечения кабелей 10 кВ.....	46
5.3 Выбор сечения кабелей сети 0,4 кВ.....	50
6. Выбор коммутационно – защитных аппаратов.....	56
6.1 Расчет токов короткого замыкания.....	56
7. Выбор электротехнического оборудования.....	62
7.1 Выбор электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по СН (10 кВ).....	62
7.2 Выбор электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по НН (0,4 кВ).....	64
8. Качество напряжения электроприёмников .....	68
8.1 Оценка качества напряжения (отклонения от номинальных значений).....	68
8.2 Оценка и обеспечение качества напряжения по размаху его изменений .....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	73
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	74

## ВВЕДЕНИЕ

В жилищном фонде Российской Федерации наблюдается рост негативных тенденций, связанных с возрастанием доли ветхого и аварийного жилья в стране. Приоритетной задачей жилищной политики является ликвидация такого жилья посредством строительства новых жилых комплексов, соответствующих всем современным нормам и требованиям, предъявляемым к жилью, а также обладающих качественной и доступной инфраструктурой – в силу того, что практически во всех ЖК первые этажи сегодня нежилые, большая часть этих помещений продается профессиональным арендодателям – сетевым магазинам или центрам обслуживания. Также в шаговой доступности располагаются общественные здания – детские сады, школьные учреждения со спортивными площадками. Немаловажно также определить оптимальное решение в плане парковочных мест для машин – при строительстве проектируются как надземные места для стоянки автотранспорта, так и подземные парковки.

Город Кызыл был основан в 1914 году, является столицей Республики Тыва. Расположен в Тувинской котловине, у слияния двух рек — Большого Енисея и Малого Енисея, образующих в результате р. Енисей. В городе имеются предприятия жизненно необходимых отраслей: электро и теплоэнергетики, деревообрабатывающей, легкой, пищевой и полиграфической промышленности. Кызыл активно развивается как социально – экономически, так и демографически, что создает потребность как в переселении из жилых комплексов, отработавших свой нормативный срок эксплуатации, так и в строительстве новых.

Для перспективного развития города мэрией Кызыла разработан генплан города, который позволит увеличить нормы жилья на человека с текущих 12,8 до 19 квадратных метров к 2030 году [1]. Новые реалии в развитии города требуют определения большего количества площадок под многоэтажное строительство и ограничения индивидуального жилищного строительства, понимание перспектив микрорайонов, где сегодня размещен частный сектор. Печное отопление частных домов в зимний период один из главных факторов, снижающих качество жизни в Республике Тыве.

В октябре Тува вошла в число регионов России, которым правительственная комиссия одобрила предоставление инфраструктурных бюджетных кредитов. Республика получит 989,55 миллионов рублей в 2022-2023 гг. на устройство инженерных сетей в активно строящихся жилых районах в Кызыле. Также ожидаются вложения на сумму порядка 33 миллиардов рублей в жилье со стороны частных инвесторов [2].

Новый генплан предусматривает на месте старых каркасно – щитовых домов возвести новый микрорайон «Монгун», с плановым строительством 38 многоквартирных домов (около 150 тысяч квадратных метров), с конечной датой сдачи объекта в 2028 году. Каждый новый дом будет иметь свой

уникальный облик, но при этом стандарты будут едины для всего микрорайона. Высота домов будет разной, и составит 6, 8 и 9 этажей. Также на территории предусмотрено строительство трех детских садов, школы на 825 мест и автомобильных парковок. На первых этажах домов будут располагаться магазины с офисными помещениями.

При строительстве нового микрорайона **актуальна** задача обеспечения надежного, бесперебойного и качественного снабжения потребителей электроэнергией – большое количество потребителей имеют повышенные требования к надежности электроснабжения, что делает недопустимыми длительные перерывы в подаче электроэнергии как с нормативно – правовой стороны, так и с социальной точки зрения.

Для повышения надежности электроснабжения могут быть использованы различные средства. С одной стороны достижение необходимого экономического эффекта достигается за счет уменьшения ущерба от перерывов электроснабжения, с другой – с точки зрения экономии дополнительных затрат на средства повышения электроснабжения.

Повышение надежности электроснабжения наиболее целесообразно до определенного оптимального уровня, при котором достигается максимальный суммарный экономический эффект с учетом обеих составляющих.

**Целью** данной работы является создание оптимальной надёжной системы электроснабжения нового жилого микрорайона «Монгун», отвечающей всем действующим нормам и НТД, а также экономически целесообразной.

Для выполнения данной цели необходимо решить следующие **задачи**:

- Выполнить анализ градостроительных особенностей микрорайона, вариантов подключения к существующей сети электроснабжения;
- Выполнить анализ характера нагрузки потребителей электроэнергии в новом микрорайоне;
- Выполнить расчёт электрической и осветительной нагрузки микрорайона;
- Выбрать оптимальную схему силовой и осветительной сети, основные параметры необходимого электрооборудования и устройств, линий электропередач;
- Выполнить расчёт токов короткого замыкания с проверкой коммутационно – защитных аппаратов.

Надежность работы распределительной сети в значительной мере зависит от ее схемы, так как именно схема определяет возможности резервирования нагрузок, а также эффективность установленных в сети коммутационных аппаратов, устройств автоматики, средств сбора, фиксации и передаче информации о месте повреждения.

Основные требования к схеме – обеспечение максимальной степени резервирования при минимальной общей длине и количестве резервных связей и оборудования.



# 1 Характеристика и анализ энергоснабжаемого микрорайона

## 1.1 Характеристика основных потребителей объекта исследования

В этом разделе представлена наиболее полная и точная информация о проектируемом микрорайоне.

Рассматривается проектируемый микрорайон «Монгун» в городе Кызыл, Республика Тыва. Гарантирующий поставщик электроэнергии в данном микрорайоне – энергосбытовая компания АО «Россети Сибирь Тываэнерго».

Микрорайон «Монгун» города Кызыл находится в центральной части города, основное назначение района – расселение населения из ветхого и аварийного жилья.

Характеристика потребителей микрорайона:

Основными потребителем электроэнергии является коммунально-бытовая нагрузка: жилые многоэтажные дома, здания и сооружения общественного назначения (школа, детские сады), торговые организации и предприятия, располагаемые на первых этажах жилых домов. Присутствуют объекты подземной парковки. Промышленная нагрузка в микрорайоне отсутствует.

В таблице 1.1 приведены расчетные данные типовых жилых домов района города:

Таблица 1.1 – Основные данные о жилых зданиях

Номер строения	Количество подъездов	Число этажей*	Число квартир	Нл**
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1-1	2	9-8	135	2
1-2	2	6-6	50	2
1-3	2	8-8	142	2
1-4	2	6-6	60	2
2-1	2	6-6	58	2
2-2	2	8-8	126	2
2-3	2	6-6	60	2
2-4	2	8-8	112	2
3-1	3	6-6-6	87	3
3-2	2	8-8	126	2

Продолжение Таблицы 1.1

3-3	3	6-6-6	75	3
3-4	2	8-9	120	2
4-1	2	8-8	126	2
4-2	2	6-6	64	2
4-3	2	8-9	134	2
4-4	4	6-6-6-6	100	4
5-1	2	6-6	64	2
5-2	2	8-9	134	2
5-3	3	6-6-6	75	3
6-1	2	8-8	126	2
6-2	2	6-6	58	2
6-3	2	8-9	120	2
6-4	2	6-6	50	2
7-1	3	8-8-8	168	3
7-2	2	6-6	60	2
8-1	2	8-9	151	2
8-2	2	6-6	50	2
8-3	2	8-8	126	2
8-4	2	6-6	60	2
9-1	2	8-9	120	2
9-2	2	6-6	50	2
9-3	2	8-8	126	2
9-4	2	6-6	60	2
10-1	2	6-6	50	2
10-2	2	8-8	134	2
10-3	2	6-6	60	2
10-4	2	8-9	126	2

\*В жилых зданиях проектом предусмотрены разные корпуса, число этажей в одном здании может различаться

\*\*Количество лифтовых установок

В таблице 1.2 представлены расчетные данные об общественных зданиях, а также коммунально – бытовой нагрузке:

Таблица 1.2 – Расчетные данные общественных зданий, коммунально - бытовой нагрузки

Номер строения	Тип здания	Количественный показатель
1	2	3
СОШ № 1	Средняя общеобразовательная школа с электрифицированной столовой	825 чел.
ДОУ № 1	Дошкольное образовательное учреждение (Детский сад)	107 чел.
ДОУ № 2	Дошкольное образовательное учреждение (Детский сад)	280 чел.
ДОУ № 3	Дошкольное образовательное учреждение (Детский сад)	205 чел.
1-1	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	878,32 м <sup>2</sup>
1-2	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	507,52 м <sup>2</sup>
2-4	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	703,68 м <sup>2</sup>
3-3	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	780,69 м <sup>2</sup>

Продолжение Таблицы 1.2

3-4	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	703,68 м <sup>2</sup>
4-4	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	1040,92 м <sup>2</sup>
5-3	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	780,69 м <sup>2</sup>
6-3	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	703,68 м <sup>2</sup>
6-4	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	520,46 м <sup>2</sup>
8-2	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	507,52 м <sup>2</sup>
8-3	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	878,32 м <sup>2</sup>
9-2	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	507,52 м <sup>2</sup>

Окончание Таблицы 1.2

10-1	Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	507,52 м <sup>2</sup>
3	Подземная парковка для автотранспорта	67 машино – мест
6	Подземная парковка для автотранспорта	34 машино – мест
8	Подземная парковка для автотранспорта	49 машино – мест
1	Здание Водоканала	294,71 м <sup>2</sup>
2	Здание Водоканала	294,71 м <sup>2</sup>
1 - 4эт	Коммерческие помещения	1277,06 м <sup>2</sup>

Для правильного планирования и выбора оптимальной схемы электроснабжения необходимо определить категории электроприемников по надежности электроснабжения. В таблице 1.3 представлены данные по категориям надежности электроприемников в проектируемом микрорайоне:

Таблица 1.3 – Данные по категорийности надежности электроснабжения в проектируемом микрорайоне

Здания и сооружения	Оборудование	Категория электроприемников по надежности электроснабжения
1	2	3
Жилые дома	Противопожарные устройства, лифты, аварийное освещение	I
	Жилые дома с электроплитами	II
Учреждения образования, воспитания и подготовки кадров	Противопожарные устройства, охранная сигнализация	I
	Комплекс прочих электроприемников	II
Центральные тепловые, водоснабжающие пункты (ЦТП)	Все электроприемники	I

Продолжение Таблицы 1.3

Коммерческие помещения (предприятия бытового обслуживания, торговли, парикмахерские, организации и т.п.)	Противопожарные устройства, охранная сигнализация	I
	Комплекс прочих электроприемников	II
Подземная парковка для автотранспорта	Противопожарные устройства, аварийное освещение, огни светового ограждения	I
	Комплекс прочих электроприемников	III

## 1.2 Сведения о климатической, географической и инженерно – географической характеристике района

Для определения оптимальной материально – технической базы, средств и методов строительства необходимо рассмотреть ряд факторов, характеризующих проектируемый микрорайон с точки зрения географического положения.

Географическая характеристика района строительства:

В административном отношении рассматриваемый район находится: Республика Тыва, г. Кызыл. Рельеф поверхности спокойный, без перепадов высот в пределах трассы проектируемых электросетевых объектов.

Климатическая характеристика района строительства:

Расчетные климатические параметры по проектируемому району выбраны в соответствии с действующими нормативными документами [3][4].

Климат района резко континентальный, характеризуется значительными годовыми и суточными колебаниями температур. Регион находится в перечне районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей.

Режим атмосферных осадков над районом строительства определяется общей циркуляцией атмосферы юга Восточной Сибири и увлажненностью воздушных масс, приходящих к рассматриваемой территории. Распределение осадков внутри года неравномерное.

Преобладающими в течение всего года являются ветры юго-западного и северного направлений. В летние месяцы увеличивается повторяемость ветров восточного и юго-восточных направлений.

Устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха через 0 °С происходит во второй – третьей декаде октября, весной – во второй – третьей декаде апреля.

В таблице 1.4 представлена информация о климатических условиях района с учётом действующих нормативных материалов и данных обработки многолетних наблюдений:

Таблица 1.4 – Климатические условия в проектируемом районе электроснабжения

Категория климатических условий	Фактор	Количественный показатель
1	2	3
Ветровые нагрузки	Район по максимальной скорости ветра	I
	Максимальный скоростной напор ветра	650 Па при скорости ветра 29 м/с
	Скоростной напор ветра при гололеде	160 Па при скорости ветра 16 м/с
Гололедные нагрузки	Район по гололеду	II
	Максимальная толщина стенки гололеда	20 мм
Температурные нагрузки	Абсолютная минимальная температура воздуха	- 52,8 °С
	Абсолютная максимальная температура воздуха	+ 38 °С
	Суточная амплитуда колебаний	10 – 20 °С
	Нормативная глубина промерзания грунтов при оголенной от снега суглинков	250 см
Осадки и снежный покров	Годовая норма осадков	465 мм
	Нормативная снеговая нагрузка	1800 н/м
Атмосферные перенапряжения	Среднегодовая продолжительность гроз	40 – 60 часов

Инженерно - геологическая характеристика района строительства:

С поверхности под почвенно – растительным слоем (5 – 10 см) – мелкогалечниковые породы с песчанно – глинистым заполнителем. Специфические грунты на площадке строительства отсутствуют. Удельное эквивалентное сопротивление грунта растеканию электрического тока – 300 Ом\*м.

Сейсмичность района работ – 8 баллов.

### 1.3 Характеристика схемы внешнего электроснабжения района на текущий момент

Вокруг города создана кольцевая сеть с напряжением 110 и 35 кВ с двухсторонним питанием и понижающими подстанциями: ПС 110 кВ «Вавилинская», ПС 110 кВ «Городская», ПС 110 кВ «Южная» и Кызылская ТЭЦ. Электроснабжение территорий вблизи проектируемого микрорайона выполнено кабельными линиями 10 кВ, с кольцевой сетью ПС 110 кВ «Городская» – ТП 211 – ТП 101 – ТП 224 – ТП 6 – ТП 308 – ТП 51 – ТП 125 – ПС 110 кВ «Городская». Электроснабжение территории планируемой застройки микрорайона «Монгун» осуществляется по кабельным линиям 0,4 кВ от ТП 51. На рисунке 1.1 представлен план местности энергоснабжения микрорайона на текущий момент:

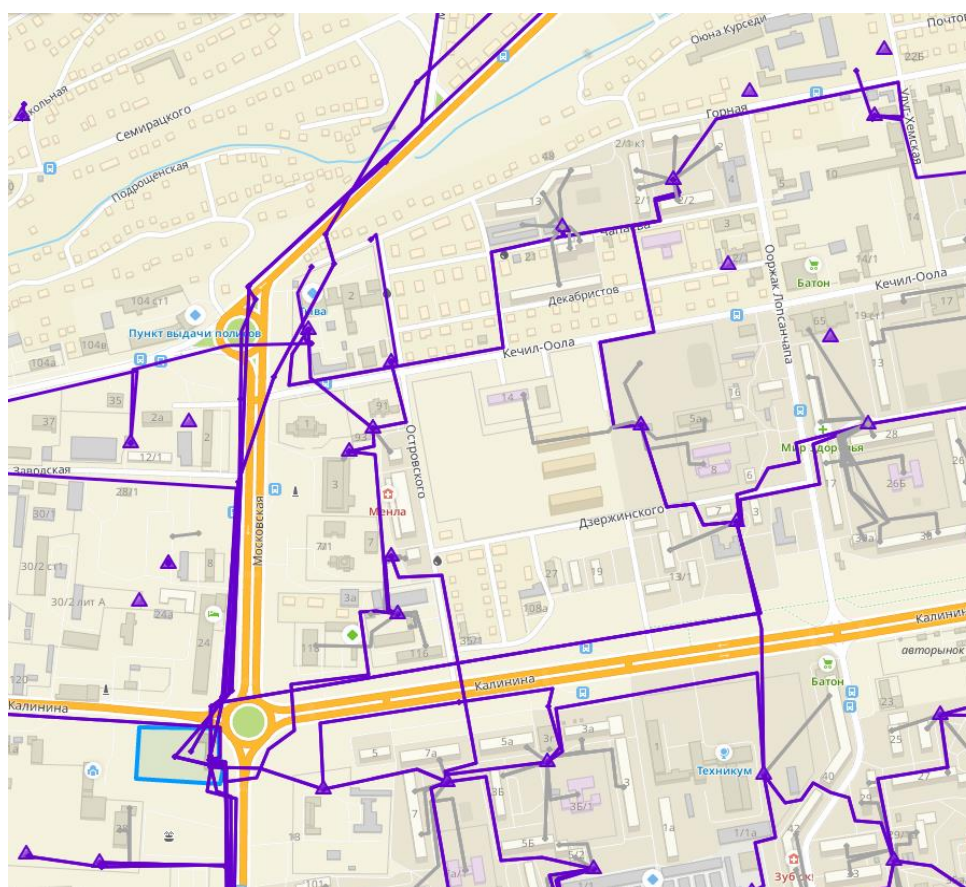
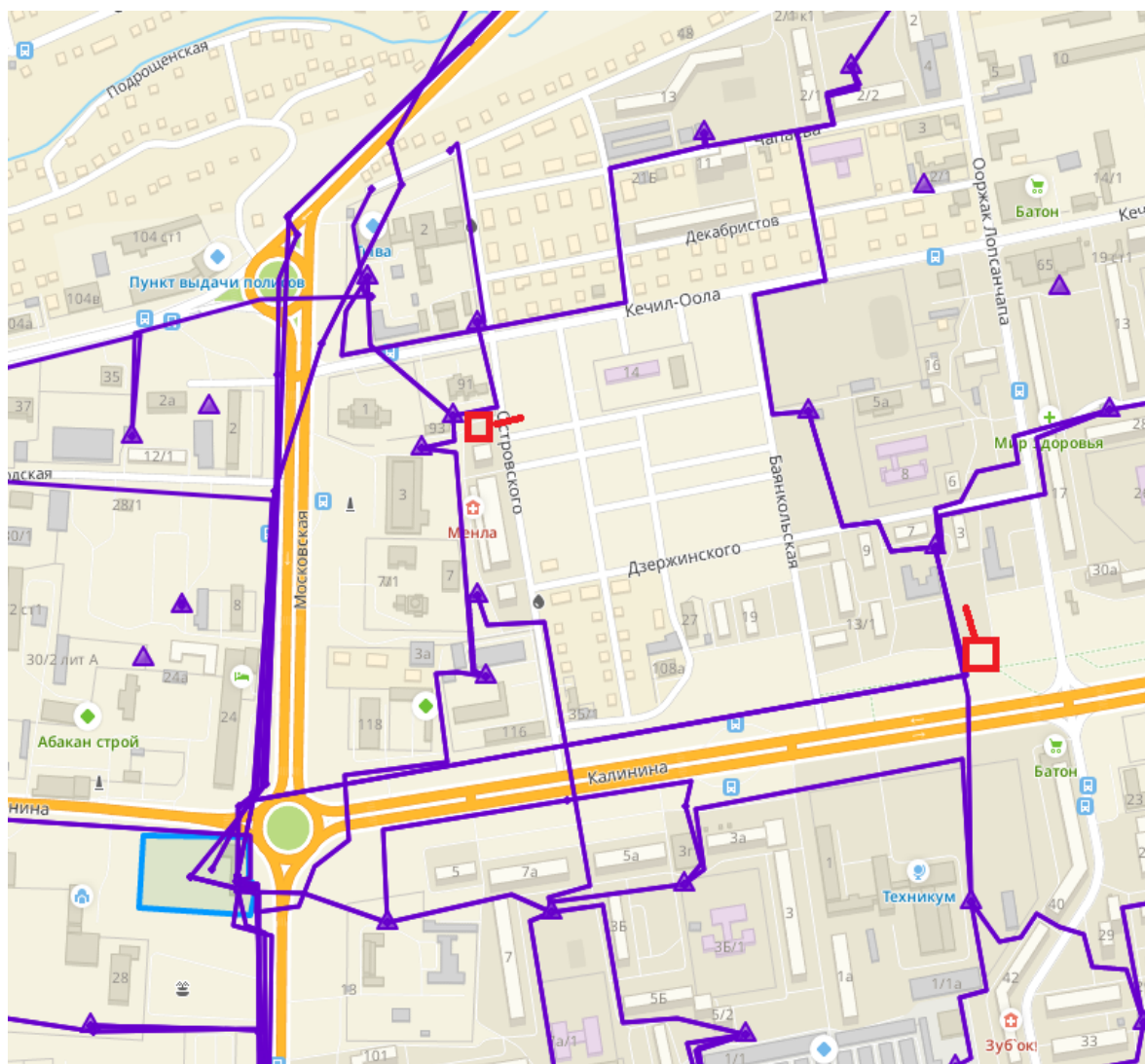


Рисунок 1.1 Электроснабжение микрорайона на текущий момент



Изучив генеральный план развития города Кызыла, наблюдается план развития как построек и зданий с инфраструктурой, так и модернизации сетей [5]. Предполагается строительство распределительных пунктов 10 кВ в западной и восточной частях микрорайона «Монгун» для равномерного распределения нагрузок нескольких районов, селективности и т.п. При проектировании района предполагается схема электроснабжения от ближайшей подстанции «Городская», как наиболее оптимальная в плане протяженности линий – западную часть района наиболее оптимально запитать от проектируемой РП 10 кВ, располагаемой в северо - западной стороне (улицы Островского – Кечил – Оола), длина протяженности кабеля до предполагаемого расположения РП 10 кВ составляет 691,5 метров от шин ПС 110 кВ «Городская». Восточную часть района оптимально запитать с юго – восточной стороны (улицы Калинина – Ооржак Лопсанчапа), длина протяженности кабеля до предполагаемого расположения РП 10 кВ составляет 899,7 метров от шин ПС 110 кВ «Городская». На рисунке 1.2 представлена схема электроснабжения с проектируемыми РП 10 кВ, на рисунке обозначены красным цветом:



## Рисунок 1.2 Электроснабжение микрорайона с проектируемыми РП

## 2 Расчет электрических нагрузок

### 2.1 Расчетные электрические нагрузки жилых зданий

Определение расчетных нагрузок жилых зданий основывается на использовании нагрузки типового потребителя, в качестве которого берется квартира жилого дома. Расчет проводим методом удельных нагрузок [6].

Расчетная электрическая нагрузка квартир  $P_{кв}$ , приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле 2.1:

$$P_{кв} = P_{кв. уд.} \cdot n_{кв}, \text{ кВт}, (2.1)$$

где  $P_{кв. уд.}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, кВт,  $n_{кв}$  – количество квартир, шт.

Для типовых квартир с электроплитами мощностью до 8,5 кВт удельные расчетные нагрузки приведены в таблице 2.1. Удельные расчетные нагрузки для промежуточного числа квартир определяются интерполяцией.

Таблица 2.1 – Удельная расчетная электрическая нагрузка квартир жилого здания

Количество квартир	$P_{кв. уд.} (n_{кв}), \text{ кВт}$
<b>1</b>	<b>2</b>
60	2,1
100	1,5
200	1,36
400	1,27
600	1,23
1000	1,19

Удельные расчетные нагрузки электроприемников жилых квартир приведены для зимнего вечернего максимума, они учитывают нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, технических этажей и т.д.), но не учитывают общедомовую силовую нагрузку и осветительную и силовую нагрузку встроенных (пристроенных) торговых и коммунально-бытовых потребителей. Расчетная нагрузка силовых электроприемников  $P_c$  приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле 2.2:

$$P_c = P_{р.л.} + P_{ст.у}, \text{ кВт}, (2.2)$$

где  $P_{р.л.}$  – мощность лифтовых установок зданий, кВт;

$P_{ст.у}$  – мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок  $P_{р.л}$  определяется по формуле 2.3:

$$P_{р.л.} = \kappa'_c \cdot \sum_1^{n_{л}} P_{n_i}, \text{ кВт}, (2.3)$$

где  $\kappa'_c$  – коэффициент спроса, параметры приведены в таблице 2.2;

$n_{л}$  – количество лифтовых установок, шт;

$P_{n_i}$  – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Таблица 2.2 – Коэффициенты спроса лифтовых установок

Количество лифтовых установок	Этажность жилого здания	
	До 12 этажей	Более 12 этажей
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
2 – 3	0,8	0,9
4 – 5	0,7	0,8
6	0,65	0,75
10	0,5	0,6
20	0,4	0,5
25 и выше	0,35	0,4

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств  $P_{ст.у}$  определяется по формуле 2.4:

$$P_{ст.у} = 0,05 \cdot n_{кв}, \text{ кВт}, (2.4)$$

где  $n_{кв}$  – количество квартир.

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников)  $P_{р.}$  определяется по формуле 2.5:

$$P_{р.} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \text{ кВт}, (2.5)$$

где  $P_{кв}$  – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_c$  – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников,  $k_y = 0,9$  [6].

Расчетную реактивную мощность жилого дома  $Q_p$  определяем по формуле 2.6:

$$Q_p = P_{кв} \cdot \operatorname{tg}\phi + k_y(P_{рл} \cdot \operatorname{tg}\phi + P_{ст.у} \cdot \operatorname{tg}\phi), \text{ кВар}, (2.6)$$

где  $\operatorname{tg}\phi$  – коэффициенты реактивной мощности;

$P_{кв}$  – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_{рл}$  – мощность лифтовых установок зданий, кВт;

$P_{ст.у}$  – мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников)  $S_p$  определяется по формуле 2.7:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА}, (2.7)$$

где  $P_p$  – расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВт;

$Q_p$  – расчетная реактивная мощность жилого дома, квар.

Расчетный ток здания  $I_p$  определяется по формуле 2.8:

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{S_p}{U_H}, \text{ А}, (2.8)$$

где  $S_p$  – полная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников), кВА;

$U_H$  – номинальное напряжение, кВ.

Приведем пример расчета жилого дома, состоящего из двух корпусов (9 и 8 этажей), имеющего 2 подъезда и 135 квартир с электрическими плитами. Данное здание на генплане обозначено номером № 1-1.

По формуле 2.1 определяем расчетную нагрузку квартир:

$$P_{кв} = 1,451 \cdot 135 = 195,89 \text{ (кВт)}.$$

В зданиях проектируемого микрорайона будут установлены лифты со скоростью подъема 1 метр в секунду, грузоподъемность – 400 кг. Для электродвигателя данного лифта мощность 9 кВт [7]. Мощность лифтовых установок определяем по формуле 2.3:

$$P_{рл} = 0,8 \cdot 2 \cdot 9 = 14,40 \text{ (кВт)}.$$

Мощность насосов водоснабжения для данного дома определяем по формуле 9.4:

$$P_{ст.у} = 0,05 \cdot 135 = 6,75 \text{ (кВт)}.$$

Расчетную нагрузку силовых электроприемников, приведенную к вводу жилого дома, определяем по формуле 2.2:

$$P_c = 14,40 + 6,75 = 21,15 \text{ (кВт)}.$$

Далее по формуле (2.5) определим активную нагрузку жилого дома:

$$P_p = 195,89 + 0,9 \cdot 21,15 = 214,92 \text{ (кВт)}.$$

Реактивную нагрузку силовых электроприемников здания определим по формуле (2.6):

$$Q_p = 195,89 \cdot 0,20 + 0,9 (14,40 \cdot 1,17 + 6,75 \cdot 0,75) = 58,90 \text{ (кВар)}.$$

Полную электрическую нагрузку жилого дома (квартир и силовых электроприемников)  $S_p$ , кВА, определим по формуле 2.7:

$$S_p = \sqrt{214,92^2 + 58,90^2} = 222,84 \text{ (кВА)}.$$

Расчетный ток здания определим по формуле 2.8:

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{222,84}{0,38} = 338,58 \text{ А}$$

Для остальных жилых зданий расчетные электрические нагрузки определяются аналогично, поэтому расчет можно свести в таблице 2.3:

Таблица 2.3 – Расчетные нагрузки жилых зданий

№ здания	Этажность	Кол-во лифтов	Кол-во квартир	$P_{кв}$ , кВт	$P_{пл}$ , кВт	$P_{ст.у}$ , кВт	$P_c$ , кВт	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВт	$S_p$ , кВт	$I_p$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-1	9-8	2	135	195,89	14,4	6,75	21,15	214,92	58,90	222,84	338,58
1-2	6-6	2	50	91,25	14,4	2,5	16,9	106,46	35,10	112,10	170,31
1-3	8-8	2	142	204,65	14,4	7,1	21,5	224,00	60,89	232,13	352,68
1-4	6-6	2	60	102,00	14,4	3	17,4	117,66	37,59	123,52	187,67
2-1	6-6	2	58	100,05	14,4	2,9	17,3	115,62	37,13	121,44	184,50
2-2	8-8	2	126	184,41	14,4	6,3	20,7	203,04	56,30	210,70	320,13
2-3	6-6	2	60	102,00	14,4	3	17,4	117,66	37,59	123,52	187,67
2-4	8-8	2	112	166,12	14,4	5,6	20	184,12	52,17	191,37	290,75
3-1	6-6-6	3	87	136,16	21,6	4,35	25,95	159,51	52,91	168,06	255,34
3-2	8-8	2	126	184,41	14,4	6,3	20,7	203,04	56,30	210,70	320,13
3-3	6-6-6	3	75	121,88	21,6	3,75	25,35	144,69	49,65	152,97	232,42
3-4	8-9	2	120	176,64	14,4	6	20,4	195,00	54,54	202,48	307,64
4-1	8-8	2	126	184,41	14,4	6,3	20,7	203,04	56,30	210,70	320,13

Продолжение Таблицы 2.3

4-2	6-6	2	64	107,52	14,4	3,2	17,6	123,36	38,83	129,33	196,49
4-3	8-9	2	134	194,62	14,4	6,7	21,1	213,61	58,61	221,51	336,54
4-4	6-6-6-6	4	100	150,00	28,8	5	33,8	180,42	63,70	191,34	290,70
10-1	6-6	2	50	91,25	14,4	2,5	16,9	106,46	35,10	112,10	170,31
10-2	8-8	2	134	194,62	14,4	6,7	21,1	213,61	58,61	221,51	336,54
10-3	6-6	2	60	102,00	14,4	3	17,4	117,66	37,59	123,52	187,67
10-4	8-9	2	126	184,41	14,4	6,3	20,7	203,04	56,30	210,70	320,13
ИТОГО								3346,94	994,09	3492,53	5306,34



## 2.2 Расчетные электрические нагрузки общественных зданий

Расчетная электрическая нагрузка общественного здания  $P$  определяется по формуле 2.9:

$$P = P_{уд} \cdot m, \text{ кВт}, (2.9)$$

где  $P_{уд}$  – удельная нагрузка:

– для предприятий торговли, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи, кВт/м<sup>2</sup>;

– для учреждений образования, предприятий общественного питания и коммунально-бытового обслуживания, больниц и т.п., кВт/место;

$m$  – площадь, м<sup>2</sup> или количество мест.

Расчетная реактивная мощность здания  $Q$  определяется по формуле 2.10:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi, \text{ кВар}, (2.10)$$

где  $P$  – расчетная электрическая нагрузка общественного здания, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$  – реактивный коэффициент мощности общественного здания [8].

Полная расчетная мощность  $S$ , кВА, и расчетный ток здания  $I$ , А, определяются по формулам 2.7 и 2.8 соответственно.

В качестве примера рассчитаем нагрузку детского сада № 1 на 107 человек. Определим расчетную электрическую нагрузку по формуле 2.9:

$$P = 0,46 \cdot 107 = 49,22 \text{ (кВт)}.$$

Подставив численные значения в формулу 2.10, получим расчетную реактивную мощность детского сада:

$$Q = 49,22 \cdot 0,25 = 9,84 \text{ (кВар)}.$$

Далее по формулам (2.7) и (2.8) определим полную нагрузку здания и его расчетный ток:

$$S_p = \sqrt{49,22^2 + 9,84^2} = 50,19 \text{ (кВА)};$$

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{50,19}{0,38} = 76,26 \text{ (А)}.$$

Для остальных общественных зданий расчетные электрические нагрузки определяются аналогично.

Также в части проектируемого микрорайона имеется подземная парковка. Расчетная электрическая нагрузка  $P_{\text{парк}}$  определяется по формуле 2.11:

$$P_{\text{парк}} = n_{\text{парк}} \cdot k_c \cdot P_{\text{уст}}, \text{ кВт}, (2.11)$$

где  $P_{\text{уст}}$  – установленная мощность для паркингов закрытого типа, принимаем равным 0,5 по [9];

$n_{\text{парк}}$  – число парковочных мест;

$k_c$  – коэффициент спроса, принимаем равным 0,7 [9].

Реактивная  $Q$ , кВар, полная расчетная мощность  $S$ , кВА, и расчетный ток здания  $I$ , А, определяются по формулам 2.7, 2.8 и 2.10 соответственно.

Определим расчетную электрическую нагрузку по формуле 2.11:

$$P_{\text{парк}} = 67 \cdot 0,7 \cdot 0,5 = 23,45 \text{ кВт}$$

Подставив численные значения в формулу 2.10, получим расчетную реактивную мощность подземного паркинга:

$$Q_{\text{парк}} = 23,45 \cdot 0,75 = 17,59 \text{ (кВар)}.$$

Далее по формулам (2.7) и (2.8) определим полную нагрузку подземного паркинга и его расчетный ток:

$$S_{\text{парк}} = \sqrt{23,45^2 + 17,59^2} = 29,31 \text{ (кВА)};$$

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{29,31}{0,38} = 44,54 \text{ (А)}.$$

Результаты расчета нагрузок общественных зданий можно свести в таблицу 2.4:

Таблица 2.4 – Расчетные нагрузки общественных зданий

№ здания	Количественный показатель	Коэффициент удельной нагрузки	tgφ	P, кВт	Q, кВар	S, кВа	I, А
1	2	3	4	5	6	7	8
ДОУ 1	107	0,46	0,25	49,22	9,84	50,19	76,26
ДОУ 2	280	0,46	0,25	128,80	25,76	131,35	199,57
1-1 (коммерческое помещение)	878,32	0,25	0,62	219,58	136,14	258,36	392,54
1-2 (коммерческое помещение)	507,52	0,25	0,62	126,88	78,67	149,29	226,82
2-4 (коммерческое помещение)	703,68	0,25	0,62	175,92	109,07	206,99	314,49
3-3 (коммерческое помещение)	780,69	0,25	0,62	195,17	121,01	229,64	348,90
3-4 (коммерческое помещение)	703,68	0,25	0,62	175,92	109,07	206,99	314,49
4-4 (коммерческое помещение)	1040,92	0,25	0,62	260,23	161,34	306,19	465,20
10-1 (коммерческое помещение)	507,52	0,25	0,62	126,88	78,67	149,29	226,82

Продолжение Таблицы 2.4

Здание Водоканала 1	294,71	0,043	0,57	12,67	7,22	14,59	22,16
Подземный паркинг 1	67	0,7; 0,5	0,75	23,45	17,59	29,31	44,54
ИТОГО				1458,60	1004,94	1784,23	2710,85

### 3 Проектирование системы освещения территории микрорайона

#### 3.1 Светотехнический расчет наружного освещения микрорайона

Освещение улиц, дорог и площадей с регулярным транспортным движением в городах следует проектировать исходя из норм средней яркости покрытий, а освещение непроезжих частей территории микрорайона исходя из норм средней горизонтальной освещенности.

Согласно источникам, выбираем нормированные величины, соответствующие характеру освещаемого объекта и необходимые для проектирования наружного уличного освещения [10].

Выбранные значения сведены в таблице 3.1:

Таблица 3.1 – Нормированные величины освещаемых объектов

Освещаемый объект	Средняя яркость покрытия, $L_{cp}$ , кд/м <sup>2</sup>	Общая протяженность, м
1	2	3
Магистральные улицы районного значения (категория Б2)	0,6	845,77
Улицы и дороги местного значения (категория В2)	0,4	485,66

Освещение улиц, дорог и площадей территории микрорайонов следует выполнять светильниками, располагаемыми на опорах или тросах.

Питание светильников уличного освещения для различных участков дороги будет осуществляться от различных трансформаторных подстанций. Но между крайними светильниками соседних участков магистральных улиц городов рекомендуется предусматривать нормально отключенные перемычки (резервные кабельные линии). Кабельными должны выполняться распределительные сети освещения территорий детских яслей – садов, общеобразовательных школ.

Для соединения светильников в сеть применяем провод марки СИП – 2А.

Преимущества изолированных проводов:

- Малое как у кабеля реактивное сопротивление;
- Безопасность обслуживания;
- Уменьшение расстояния до строений.

Для освещения выбираем светодиодные светильники, руководствуясь следующими факторами:

- Увеличение освещенности за счет установки большего числа осветительной аппаратуры без изменения питающей линии;

– Уменьшение сечения кабеля за счёт уменьшения нагрузки на питающую линию;

– Отсутствие необходимости строительства новых энергетических объектов, что приводит к снижению капитальных затрат.

Выбираем светодиодные светильники ZIVERD LATERN LUX 50 со светодиодами Osram как оптимальное решение. Ширина проезжей части улиц  $\leq 12$  м, поэтому с учетом рекомендаций принимаем одностороннюю схему расположения светильников: на опорах с одной стороны проезжей части, консольные светильники Ziverd на столбы высотой 9 метров [11].

Рассчитаем количество ламп для освещения улиц. В основе расчета лежит поиск расстояния между светильниками. Тогда расстояние между двумя соседними светильниками определим по формуле 3.1:

$$F = \frac{L \cdot K \cdot \pi}{N}, \text{ шт.}, (3.1)$$

где F – искомое расстояние в метрах;

L – яркость дорожного покрытия. Рассчитываемая дорога относится к классу Б2, для которой яркость покрытия равна  $1,0 \text{ кд/м}^2$ ;

K – коэффициент накаливания, (для светодиодного прибора равен 1);

$\pi = 3,14$ .

N – коэффициент светового потока, (для данного светодиодного прибора равен 0,05).

Определим по формуле 3.1 расстояние между двумя соседними светильниками:

$$F = \frac{0,6 \cdot 1 \cdot 3,14}{0,05} = 37,68 \text{ метра.}$$

Таким образом, фонари нужно устанавливать каждые 37,68 метра.

Тогда количество светильников, необходимых для освещения определим по формуле 3.2:

$$n = \frac{L}{l}, \text{ шт.}, (3.2)$$

где L – длина освещаемой поверхности, м;

l – шаг светильников, м.

$$n = \frac{294,04 + 323,77 + 386,54}{37,68} = 26,65 \approx 27 \text{ (шт.)}.$$

Таким образом, для освещения проездов территорий микрорайона принимаем к установке одностороннюю систему расположения светильников

при шаге 37,68 метров. Подобным образом рассчитаем остальную часть наружного освещения микрорайона.

### 3.2 Расчёт мощности освещения дворов

Согласно источникам, выбираем нормированные величины, соответствующие характеру освещаемого объекта и необходимые для проектирования освещения больших площадей непроезжих территорий [10]. Выбранные значения сведены в таблице 3.2:

Таблица 3.2 – Нормированные величины освещаемых объектов

Освещаемый объект	Средняя горизонтальная освещенность, $E_{cp}$ , лк	Площадь освещаемого объекта, $m^2$
1	2	3
Школьный стадион	10	8950,36
Детский сад № 1	10	5239,24
Детский сад № 2	10	11166,12
Жилой квартал № 1	6	11002,40
Жилой квартал № 2	6	9474,29
Жилой квартал № 3	6	13196,33
Жилой квартал № 4	6	13873,06
Жилой квартал № 10	6	11526,32

Число светильников, используемых при освещении больших площадей непроезжих территорий, определяется по формуле 3.3:

$$N = \frac{E_{cp} \cdot S \cdot N \cdot K_3}{U_E \cdot \Phi_{л}}, \text{ шт. (3.3)}$$

где  $S$  – площадь освещаемой территории,  $m^2$ ;

$E_{cp}$  – показатель средней горизонтальной освещенности, лк;

$N$  коэффициент неравномерной освещенности, для светодиодных светильников принимаем равным 1;

$K_3$  – коэффициент загрязнения, в новом районе принимаем равным 1;

$\Phi_{л}$  – световой поток одного светильника, лм;

$U_E$  – коэффициент использования светового потока по освещенности, справочная величина.

Для школьного стадиона число светильников равно:

$$N = \frac{10 \cdot 8950,36 \cdot 1 \cdot 1}{0,47 \cdot 7750} = 24,57 \approx 25 \text{ (шт.)},$$

Подобным образом можно рассчитать число светильников для остальных освещаемых объектов.

### 3.3 Расчёт потребляемой мощности для освещения микрорайона

Расчетная активную мощность осветительных приборов для освещения рассчитывается по формуле 3.4:

$$P_{p.осв.} = K_C \cdot K_{ПРА} \cdot n \cdot P_{НОМ.Л}, \text{ кВт}, (3.4)$$

где  $K_C$  – коэффициент спроса для расчёта сети наружного освещения, принимаем равным 1;

$K_{ПРА}$  – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре, для светодиодных светильников принимаем равным 1;

$n$  – количество установленных ламп, шт.;

$P_{НОМ.Л}$  – номинальная активная мощность одной лампы, кВт.

Расчетная реактивная мощность осветительных приборов определяется по формуле 3.5:

$$Q_{p. осв.} = P_p \cdot \text{tg}\phi, \text{ квар}, (3.5)$$

где  $\text{tg}\phi$  – коэффициент мощности осветительных приборов. Для светильников, типа ZIVERD LATERN LUX 50  $\text{tg}\phi = 0,48$ .

Полная расчетная мощность  $S$ , кВА, и расчетный ток  $I$ , А, определяются по формулам 2.7 и 2.8.

В качестве примера рассчитаем нагрузку школьного стадиона. Определим расчетную активную мощность осветительных приборов по формуле 3.4:

$$P_{p. осв.} = 1 \cdot 1 \cdot 25 \cdot 0,05 = 1,25 \text{ (кВт)}.$$

Расчетная реактивная мощность определяем по формуле 3.5:

$$Q_{p. осв.} = 1,25 \cdot 0,48 = 0,60 \text{ (кВар)}.$$

Далее по формулам (2.7) и (2.8) определим полную нагрузку здания и его расчетный ток:

$$S_p = \sqrt{1,25^2 + 0,60^2} = 1,39 \text{ (кВА)}$$

Определяем расчетный ток  $I_p$ :

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1,39}{0,38} = 2,11 \text{ (А)}.$$



Аналогичным образом произведем расчет для улиц категории Б, В, территорий микрорайона. Полученные данные сведем в таблицу 3.3:

Таблица 3.3 - Расчетные электрические нагрузки освещения микрорайона

Освещаемые объекты	Тип светильника	Мощность лампы, Вт	п, шт	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВт·А	$I_p$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8
Улица (категория) Б2	ZIVERD LATERN LUX 50	50	27	1,35	0,65	1,50	2,28
Улица (категория) В2			22	1,10	0,53	1,22	1,85
Школьный стадион			25	1,25	0,60	1,39	2,11
Детский сад № 1			17	0,85	0,41	0,94	1,43
Детский сад № 2			36	1,80	0,86	2,00	3,03
Жилой квартал № 1			29	1,45	0,70	1,61	2,44
Жилой квартал № 2			25	1,25	0,60	1,39	2,11
Жилой квартал № 3			35	1,75	0,84	1,94	2,95
Жилой квартал № 4			36	1,80	0,86	2,00	3,03
Жилой квартал № 10			30	1,50	0,72	1,66	2,53
ИТОГО						14,10	6,77

## 4 Определение числа, мощности и мест расположения трансформаторов

### 4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов и трансформаторных подстанций

Число и мощность трансформаторных подстанций (ТП) оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели системы электроснабжения города в целом. От правильного выбора числа и мощности трансформаторов ТП, а также от размещения ТП на территории микрорайона, зависит эффективность функционирования системы.

Основой для выбора числа трансформаторов ТП является схема электроснабжения и категории по надежности электроснабжения электроприемников.

Число и мощность ТП, непосредственно влияют на все последующие решения, связанные с построением системы электроснабжения. В общем виде задача определения мощности трансформаторов может быть решена путем нахождения аналитической зависимости приведенных затрат, связанных с передачей энергии через рассматриваемую систему, от мощности трансформаторов ТП. Однако определение оптимальной мощности трансформаторов ТП требует перебора большого числа вариантов, что в связи с большой трудоемкостью расчетов не всегда может быть выполнено. Для ориентировочного определения экономически целесообразной мощности трансформаторов ТП используем формулу 4.1:

$$S_{тр.эк.} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{\sigma^2}, \text{ кВА (4.1)}$$

где  $\sigma$  - плотность нагрузки микрорайона, определяемая по формуле 4.2:

$$\sigma = \frac{S_{р.мк.р.}}{F_{мк.р.}}, \text{ кВА/км}^2 \text{ (4.2)}$$

где  $S_{р.мк.р.}$ -расчетное значение полной нагрузки микрорайона, кВА;

$F_{мк.р.}$ -площадь микрорайона, км<sup>2</sup>.

Выполним расчёт плотности нагрузки микрорайона по формуле 4.2:

$$\sigma = \frac{5292,39}{113,66} = 46,56 \text{ (кВА/км}^2\text{)}.$$

Экономически целесообразная мощность трансформаторов ТП по формуле 4.1:

$$S_{тр. эк.} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{46,56^2} = 18,77 \text{ кВА.}$$

Так как значительную долю потребителей микрорайона составляют потребители повышенной категоричности (1-я, 2-я категория надежности электроснабжения) электроснабжение необходимо производить от двух независимых источников питания, имеющих одинаковую мощность, поэтому принимаем количество трансформаторов в ТП равное двум, т.е.  $n_{mp}=2$ .

На двухтрансформаторных подстанциях следует стремиться применять однотипные трансформаторы одинаковой мощности для упрощения обслуживания, а также для сокращения номенклатуры складского резерва.

Ориентировочное число ТП определяется по формуле 4.3:

$$n_{mn} = \frac{S_{p.мк.р.}}{K_3 \cdot S_{ТП.эк.}}, \text{ шт. (4.3)}$$

где  $S_{p.мк.р.}$  - расчетное значение полной нагрузки микрорайона, кВА;

$K_3$  - коэффициент загрузки трансформаторов ТП в нормальном режиме, в соответствии с суточным графиком нагрузки ТП, питающих жилые дома и общественные здания принимаем равным 0,65;

$S_{ТП эк.}$  - значение мощности трансформаторной подстанции, кВА, принимаем равным 1000 кВА, с учётом установки 2-х трансформаторов.

Вычислим ориентировочное число ТП по формуле 4.3:

$$n_{mn} = \frac{5292,39}{0,65 \cdot 2 \cdot 1000} = 4,07 \approx 4 \text{ (шт.)}.$$

В результате расчета необходимо принять 4 трансформаторных подстанций, т.е. количество ТП  $n_{mn}=4$ .

## 4.2 Распределение нагрузок по трансформаторным подстанциям

Для распределения нагрузки микрорайона необходимо разделить здания и сооружения микрорайона с учетом их территориального расположения и значений нагрузок на группы, для каждой из которых определим максимум нагрузок.

Для жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки не предусматривается, поэтому вопрос о компенсации реактивной мощности не рассматривается.

Нагрузку освещения микрорайона распределим между трансформаторными подстанциями равными долями.

Расчетную нагрузку питающей линии (трансформаторной подстанции) при смешанном питании потребителей различного назначения (жилых домов и общественных зданий)  $P_{р.м}$  определяется по формуле 4.4:

$$P_{р.м} = P \sum_{i=1}^n k_{y_i} P_{зд.маx}, \text{ кВт. (4.4)}$$

где  $P_{зд.маx}$  – наибольшая активная нагрузка здания из числа зданий, питаемых от ТП, кВт;

$P_{зди}$  – расчетные активные нагрузки других зданий, питаемых от ТП, кВт;  $k_{y_i}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников) [6];

Расчетный максимум реактивной нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений)  $Q_{р.м.}$ , квар, определяется по формуле 4.5:

$$Q_{р.м} = Q \sum_{i=1}^n k_{y_i} Q_{зди.маx}, \text{ квар. (4.5)}$$

где  $Q_{зд.маx}$  – наибольшая реактивная нагрузка здания из числа, питаемых от ТП, кВт;

$Q_{зди}$  – расчетные реактивные нагрузки других зданий, питаемых от ТП, кВт;

$k_{y_i}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников);

$Q_{осв}$  – доля осветительной нагрузки, равномерно распределенная между ТП.

Длительная работа трансформаторов гарантируется при соблюдении нормированных условий их эксплуатации. Перегрузки по напряжению должны исключаться схемой и режимом работы электрической сети, а также защитными устройствами. Поэтому обычно рассматривается только допустимость перегрузок по мощности, а также загрузка трансформаторов в нормальном режиме работы.

Определяем коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы по формуле 4.6:

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2 + \frac{S_{осв}}{4}}}{N \cdot S_{HT}}, \text{ (4.6)}$$

где  $P_p$  – расчетная активная нагрузка, питаемых от ТП, кВт;

$Q_p$  – расчетная реактивная нагрузка, питаемых от ТП, квар;

$N_T$  – число силовых трансформаторов, устанавливаемых в ТП, шт.;

$S_{HT}$  – номинальная мощность силового трансформатора, кВ·А.

$S_{осв}$  – доля нагрузки освещения микрорайона распределенная по трансформаторным подстанциям, кВ·А.

Оптимальным коэффициентом загрузки трансформаторов принято считать нахождение в пределах следующих значений:

$$0,6 < k_3 < 0,9$$

Перегрузка силовых трансформаторов в послеаварийном режиме характеризуется коэффициентом  $k_{П, АВ}$ , который определяется по формуле 4.7:

$$k_{П, АВ} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2 + \frac{S_{осв}}{4}}}{(N-1) \cdot S_{НТ}}, \quad (4.7)$$

где  $P_p$  – расчетная активная нагрузка, питаемых от ТП, кВт;

$Q_p$  – расчетная реактивная нагрузка, питаемых от ТП, кВар;

$N_T$  – число силовых трансформаторов, устанавливаемых в ТП, шт.;

$S_{НТ}$  – номинальная мощность силового трансформатора, кВА.

Коэффициент допустимой перегрузки определяется в зависимости от длительности перегрузки. Длительность перегрузки определяется временем прохождения максимальной нагрузки, которое определяется посуточному графику нагрузки потребителя.

$$K_{доп. П, АВ} < 1,4$$

Если данные условия выполняется, то выбор мощности трансформаторов сделан правильно.

В качестве примера определим по формуле (4.4) расчетный максимум активной нагрузки для группы потребителей ТП № 1.1: в состав нагрузок ТП войдут жилые дома с общественными помещениями № 1-1, 10-1, 10-2, 10-3, 10-4, а также ДООУ № 1.

$$P_{рм} = 219,58 + 0,8 \cdot (214,92 + 106,46 + 213,61 + 117,66 + 203,04 + 49,22) = 1162,40 \text{ (кВт)}.$$

По формуле (4.5) определяется расчетный максимум реактивной нагрузки:

$$Q_{рм} = 164,69 + 0,8 \cdot (58,90 + 35,10 + 58,61 + 37,59 + 56,30 + 12,31) = 461,75 \text{ (кВар)}.$$

Произведем уточнение загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах работы по формулам (4.6) и (4.7) соответственно:

$$k_{31} = \frac{\sqrt{1162,40^2 + 461,75^2 + \frac{15,64}{4}}}{2 \cdot 1000} = 0,63;$$

$$k_{П, АВ1} = \frac{\sqrt{1162,40^2 + 461,75^2 + \frac{15,64}{4}}}{(2-1) \cdot 1000} = 1,25.$$

Трансформатор удовлетворяет условиям загрузки и перегрузки, следовательно выбор сделан корректно.

Результаты распределения нагрузок между ТП с учётом загруженности и месторасположения в районе представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 Распределение нагрузок по ТП

№ ТП	№ зданий, входящих в состав нагрузок	$P_{рм},$ кВт	$Q_{рм},$ кВар	$S_{р т.п.}$
1	2	3	4	5
1.1	1-1, 10-1, 10-2, 10-3, 10-4, ДОУ № 1	1162,40	461,75	1254,66
1.2	1-2, 1-3, 1-4, 2-1, 2-3, 2-4, ДОУ № 2	1210,80	467,90	1301,97
1.3	2-2, 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 4-1, Подземный паркинг № 1	1220,92	506,43	1325,70
1.4	4-2, 4-3, 4-4, Здание Водоканала № 1	680,48	327,70	759,18

По результатам расчетов видно, что при проектировании схемы электроснабжения с тремя мощными ТП (в каждой ТП 2 трансформатора по 1000 кВА) распределение нагрузок не удовлетворяет условиям выбора, ТП в послеаварийном режиме будут чрезмерно перегружены что недопустимо.

Применение большего числа ТП с малой мощностью (630 кВА и меньше) технически и экономически нецелесообразно в связи с большими капитальными затратами на прокладку кабелей и строительства дополнительных подстанций.

При проектировании схемы электроснабжения с четырьмя ТП (в каждой ТП 2 трансформатора по 1000 кВА) возникает проблема слабой загруженности ТП, вследствие чего возникают большие потери, что экономически нецелесообразно.

Оптимальным вариантом выбора числа и мощности ТП к установке на территории микрорайона является схема электроснабжения с тремя мощными двухтрансформаторными ТП ( $2 \cdot 1000$  кВА), а также 1 двухтрансформаторной ТП меньшей мощностью ( $2 \cdot 630$  кВА).

Мощность ТП № 1.4 в перспективе можно увеличить с 630 до 1000 кВА с учетом дальнейшего развития микрорайона, т.к. предполагается изменения нагрузок этой части микрорайона в сторону увеличения.

Для проверки корректного выбора значений числа и мощностей трансформаторных подстанций в таблице 4.2 представлены мощности, а также значения коэффициентов загрузки и послеаварийного режима работы ТП:

Таблица 4.2 Значения коэффициентов загрузки трансформаторных подстанций в нормальном и послеаварийном режимах.

№ ТП	Число и мощность трансформаторов, $N_{тр} \cdot S_{ном.тр.}$ , кВА	$K_3$	$k_{П,АВ}$	Условие проверки по послеаварийному режиму работы
1	2	3	4	5
ТП 1.1	2 · 1000	0,63	1,25	Выполняется
ТП 1.2	2 · 1000	0,65	1,30	Выполняется
ТП 1.3	2 · 1000	0,66	1,33	Выполняется
ТП 1.4	2 · 630	0,60	1,21	Выполняется

В таблице 4.3 представлены характеристики трансформаторов, устанавливаемых на трансформаторных подстанциях [12]:

Таблица 4.3 - Характеристики и стоимость трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальная мощность	Номинальное напряжение обмоток		Потери		кз
		ВН	НН	хх	кз	
	кВА	кВ	кВ	Вт	Вт	%
1	2	3	4	5	6	7
ТМГ–630/10/0,4	630	10	0,4	0,95	7,5	5,5
ТМГ–1000/10/0,4	1000	10	0,4	1,3	11	6

### 4.3 Выбор местоположения трансформаторных подстанций

Одним из условий построения оптимальной системы электроснабжения как с точки зрения экономических затрат, так и с простоты и надежности сети является правильный выбор местоположения трансформаторных подстанций. Расположение трансформаторных подстанций в питающемся от них районе экономически целесообразно в центре электрических нагрузок, однако необходимо учитывать условия планировки жилых кварталов. Расположение трансформаторных подстанций должно соответствовать градостроительным и архитектурным соображениям, а также требованиям пожарной безопасности.

Для определения места расположения ТП, т.е. центра электрических нагрузок используют графоаналитический метод, который заключается в следующем:

- электроприемники заключаются в координатные оси;
- определяются центры электрических нагрузок электроприемников;
- центры электрических нагрузок проектируются на оси ОХ и ОУ;
- оптимальные координаты ТП рассчитываются по формулам.

Нахождение центра электрических нагрузок по осям Х и У доступно по формулам 4.8 и 4.9:

$$X_{ТП} = \frac{\sum_1^n P_{p.i} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{p.i}}, \text{ см (4.8)}$$

$$Y_{ТП} = \frac{\sum_1^n P_{p.i} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{p.i}}, \text{ см (4.9)}$$

где  $P_{p.i}$  - расчетная мощность  $i$ -го объекта, кВт;

$X_i, Y_i$  - координаты центра электрических нагрузок  $i$ -го объекта, см;

$n$  - число объектов питающихся от данной ТП.

На примере нахождения графоаналитическим методом оптимального места расположения трансформаторной подстанции № 1.1:

По формулам (4.8) и (4.9) найдём центр электрических нагрузок для ТП:

$$X_{ТП 1.1} = \frac{214,92 \cdot 0,53 + 106,46 \cdot 7,40 + 213,61 \cdot 8,70 + 117,66 \cdot 8,22 + 203,04 \cdot 6,81 + 49,22 \cdot 4,02 + 219,58 \cdot 0,5 + 126,88 \cdot 7,40}{214,92 + 106,46 + 213,61 + 117,66 + 203,04 + 49,22 + 219,58 + 126,88} = 5,07 \text{ см};$$

$$Y_{ТП 1.1} = \frac{214,92 \cdot 10,41 + 106,46 \cdot 11,51 + 213,61 \cdot 10,84 + 117,66 \cdot 9,15 + 203,04 \cdot 9,90 + 49,22 \cdot 10,43 + 219,58 \cdot 10,41 + 126,88 \cdot 11,50}{214,92 + 106,46 + 213,61 + 117,66 + 203,04 + 49,22 + 219,58 + 126,88} = 10,47 \text{ см};$$

В таблице 4.4 представлены данные для расчёта координат центров нагрузок зданий:

Таблица 4.4 - Данные месторасположения трансформаторных подстанций

№ Здания, объекта	$P_{рм}$ , кВт	$X_i$ , см	$Y_i$ , см
-------------------	----------------	------------	------------



<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
ТП 1.1			
1-1	214,92	0,53	10,41

Продолжение Таблицы 4.4

10-1	106,46	7,40	11,51
10-2	213,61	8,70	10,84
10-3	117,66	8,22	9,15
10-4	203,04	6,81	9,90
ДОУ № 1	49,22	4,00	10,40
1-1 (коммерч. помещ.)	219,58	0,53	10,41
10-1 (коммерч. помещ.)	126,88	7,40	11,51
ТП 1.2			
1-2	106,46	1,60	11,40
1-3	224,00	2,40	9,50
1-4	117,66	1,00	8,50
2-1	115,62	1,00	7,00
2-3	117,66	1,50	4,60
2-4	184,12	0,50	5,35
ДОУ № 2	128,80	4,10	5,45
2-4 (коммерч. помещ)	175,92	0,50	5,35
ТП 1.3			
2-2	203,04	2,35	6,30
3-1	159,51	1,50	3,10
3-2	203,04	3,05	2,50
3-3	144,69	2,30	0,80
3-4	195,00	0,40	1,45
4-1	203,04	5,50	2,50
Подземный паркинг № 1	23,45	1,80	2,00
3-3 (коммерч. помещ.)	195,17	2,30	0,80
3-4 (коммерч. помещ.)	175,92	0,40	1,45
ТП 1.4			
4-2	123,36	7,40	3,25
4-3	213,61	7,90	1,60

4-4	180,42	5,73	0,90
Здание Водоканала № 1	12,67	3,00	2,50
4-4 (коммерч. помещ.)	260,23	5,73	0,90

Трансформаторные подстанции могут быть установлены по полученным координатам только в том случае, если их расположение удовлетворяет градостроительным и архитектурным требованиям, пожарной безопасности и удобству проезда транспортных средств. В соответствии с этими требованиями местоположение трансформаторных подстанций, координаты которых по расчетным данным получились на территории, где их размещение не представляется возможным, переносим на допустимые расстояния согласно нормативных документов [3].

В таблице 4.5 представлены расчетные и фактические координаты расположения трансформаторных подстанций в микрорайоне:

Таблица 4.5 - Координаты расположения трансформаторных подстанций

№ ТП	Расчетные координаты мест расположения ТП		Фактические координаты мест расположения ТП с учетом переноса	
	X <sub>i</sub> , см	Y <sub>i</sub> , см	X <sub>i</sub> , см	Y <sub>i</sub> , см
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1.1	5,07	10,47	5,65	11,47
1.2	1,56	7,53	2,31	7,76
1.3	2,29	1,92	2,51	4,08
1.4	6,53	1,48	4,52	3,40

План размещения трансформаторных подстанций на территории микрорайона представлен на рисунке 4.1:

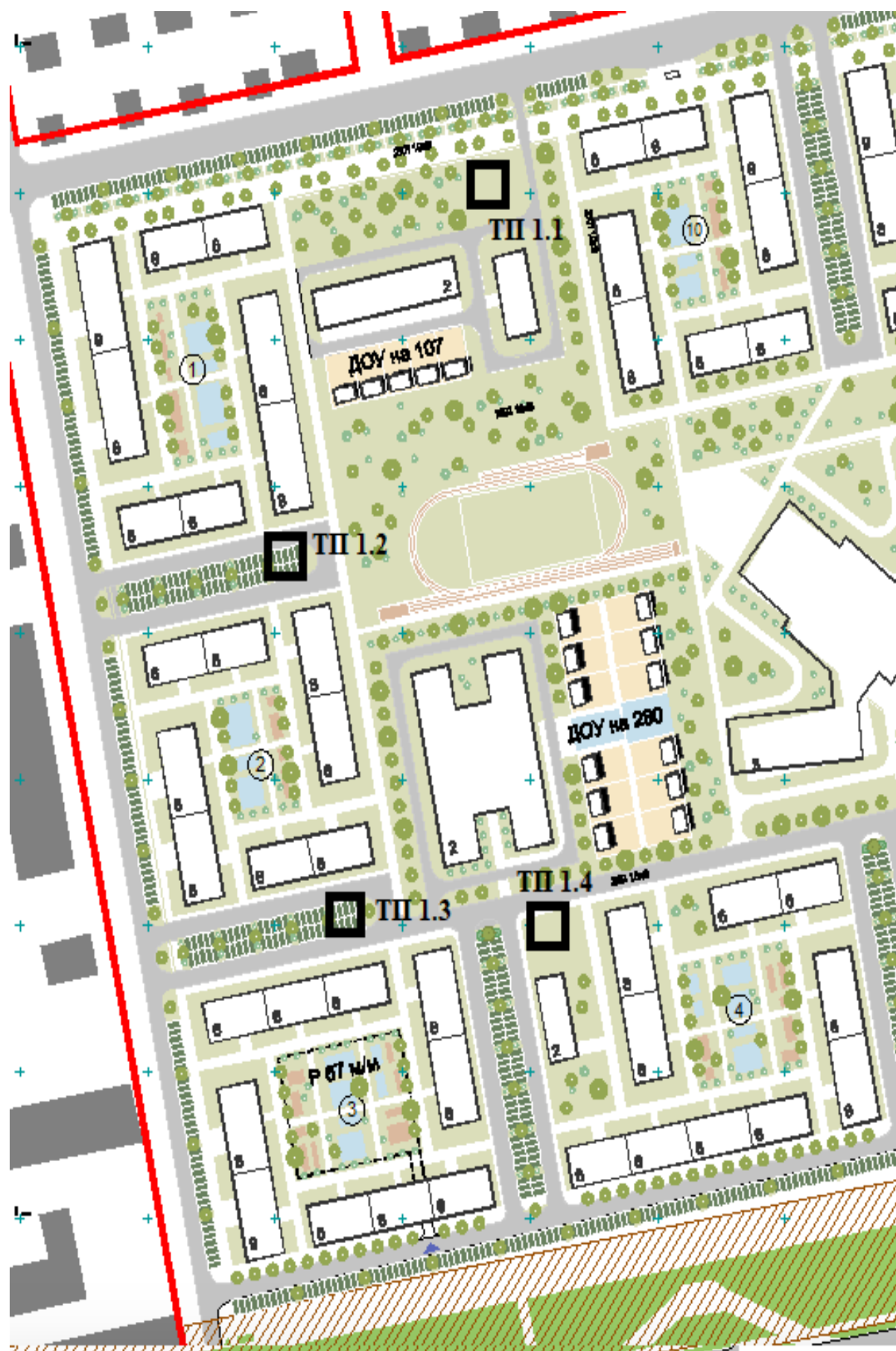


Рисунок 4.1 Расположение ТП на местности в западной части микрорайона «Монгун»

## **5 Выбор схемы распределительной сети и сечения кабельно - проводниковой продукции**

### **5.1 Выбор схемы распределительной сети**

Распределительная сеть для рассматриваемого микрорайона представляет собой совокупность распределительной сети 10 кВ, трансформаторных подстанций и распределительной сети 0,38 кВ.

Выбор схемы и числа источников питания определяется по требованию к бесперебойности питания, по категории надежности потребителей и приемников.

В рассматриваемом микрорайоне расположены в основном потребители II категории, имеется незначительное число потребителей III категории и группа потребителей I категории.

Ко второй категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к нарушению нормальной деятельности значительного количества городских жителей. Электроприемники второй категории в нормальном режиме должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Электроприемники третьей категории могут питаться от одного источника питания. Допустимы перерывы на время, необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на одни сутки.

Также в рассматриваемом микрорайоне находятся потребители I категории. Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. К ним относятся лифты, средства пожаротушения и противопожарная сигнализация в школе, детских садах, развлекательном центре и т.п.

Все питающие линии должны иметь кабельное исполнение, кроме осветительной нагрузки.

Для питающей сети наиболее широко применяются схемы с параллельной работой питающих линий, имеющих селективную релейную защиту, а также схемы с отдельной работой питающих линий с применением устройств для автоматического включения резерва. Пример сети электроснабжения с питанием от РП по двум линиям с отдельной работой представлен на рисунке 5.1:

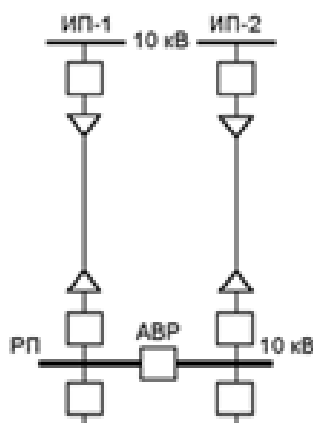


Рисунок 5.1 – Схема электроснабжения РП по двум линиям с раздельной работой этих линий

В данной схеме предполагается режим разомкнутого секционного выключателя на РП или присоединение питающих линий к двум разным секциям шин подстанции 110/10 кВ. Повреждения питающих линий или шин подстанции 110/10 кВ отключается избирательно, питание потребителей восстанавливается устройством автоматического ввода резерва на секционном выключателе РП.

В распределительной схеме электроснабжения 10 кВ от РП выбрана петлевая схема электроснабжения, представлена на рисунке 5.2:

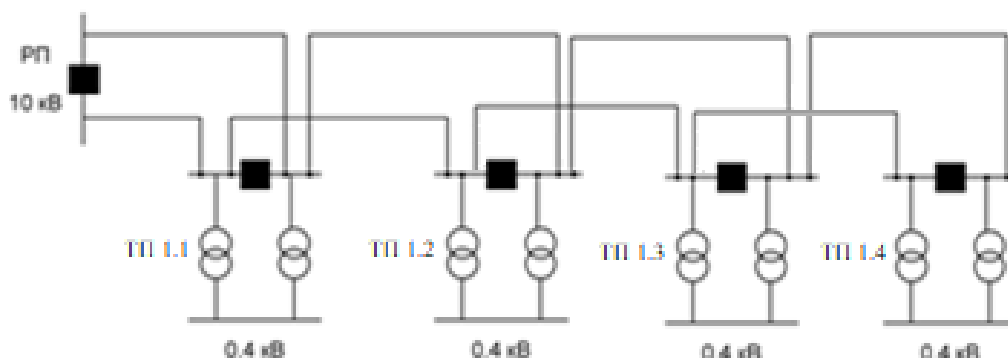


Рисунок 5.2 – Петлевая схема электроснабжения распределительной сети 10 кВ

Нагрузки питающих линий в нормальном режиме работы составляют не более 67,5 % допустимых по длительному нагреву кабелей. В аварийном режиме каждая линия должна обеспечивать проходную способность по мощности всей нагрузки РП. Данная схема применяется для питания ЭП всех категорий электроприемников в части микрорайона, включая и первую.

В соответствии с выбранной петлевой схемой распределительной сети среднего напряжения (10 кВ) для сетей низкого напряжения (0,38 кВ) можно применить два варианта схем:

- петлевая схема с присоединением линий к одной ТП;
- двухлучевая схема одностороннего питания.

Для выбора оптимального варианта необходимо учитывать следующие факторы:

- Для петлевой схемы характерны значительные перетоки мощности, что в сетях низкого напряжения приводит к завышенным потерям, что недопустимо с экономической точки зрения [13];

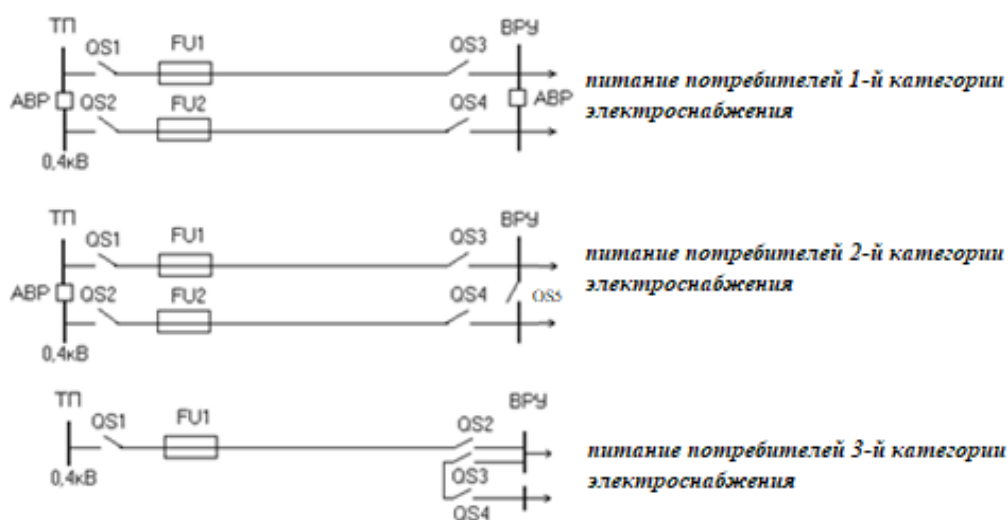
- Сечение кабельных линий для двухлучевой схемы требуется меньше, чем в петлевой, так как в послеаварийном режиме всю мощность трансформаторной подстанции должен будет пропустить один кабель, что нецелесообразно с экономической точки зрения;

- В петлевой схеме сложно обеспечить допустимый уровень напряжения у самого удаленного от ТП электроприемника - как в нормальном, так и в послеаварийном режиме;

- Для Кызыла характерны очень низкие температуры в зимний период (район Крайнего Севера), что приводит к значительному промерзанию почвы, что в совокупности с большим снежным покровом свидетельствует о трудности в случае возникновения аварий и отказов кабельной линии - отремонтировать кабельную линию практически не представляется возможным на протяжении всего зимнего периода.

С учетом всего изложенного принимаем двухлучевую распределительную сеть низкого напряжения для потребителей микрорайона I и II категории по двум кабелям. А для потребителей III категории питание осуществляется по радиальной сети низкого напряжения.

Примеры исполнения схем распределительных сетей низкого напряжения (0,38 кВ) представлены на рисунке 5.3:



Рисенок 5.3 – Используемые схемы распределительной сети низкого напряжения (0,38 кВ)

Для питания городских потребителей электроэнергии по сети 380 В применяют систему трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью трансформатора [14].

При выходе из строя одной из питающих линий все электроприемники дома подключаются к линии, оставшейся в работе, которая рассчитана с учетом допустимых перегрузок при аварийном режиме. Линии, питающие здания, подключаются к разным силовым трансформаторам одной ТП. Также предусматривается автоматический ввод резерва от ЩГП, установленный в ВРУ 0,4 кВ согласно предъявляемых требований к категоричности.

## 5.2 Выбор сечения кабелей сети 10 кВ

В соответствии с требованиями при прокладке кабелей 10 кВ в земле сечение кабелей с алюминиевыми жилами следует принимать не менее 35 мм<sup>2</sup>. Электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок). Коэффициент мощности для линий 10 кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 ( $\text{tg}\phi = 0,43$ ).

Расчетная активная нагрузка линии  $P_{p.w}$  определяется по формуле 5.1:

$$P_{p.w} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{p.ТП,i}, \text{ кВт}, (5.1)$$

где  $k_y$  – коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов;

$P_{p.ТП,i}$  – активная нагрузка  $i$ -ой ТП, получающей питание по данной линии в послеаварийном режиме, кВт.

Расчетная реактивная нагрузка линии  $Q_{p.w}$  определяется по формуле 5.2:

$$Q_{p.w} = P_{p.w} \cdot \text{tg}\phi, \text{ квар}, (5.2)$$

где  $P_{p.w}$  – расчетная активная нагрузка в послеаварийном режиме, кВт;  
 $\text{tg}\phi$  – коэффициент реактивной мощности.

Полная электрическая нагрузка  $S_p$  определяется по формуле 5.3:

$$S_p = \sqrt{P_{p.w}^2 + Q_{p.w}^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А}, (5.3)$$

где  $P_{p.w}$  – расчетная электрическая нагрузка линии, кВт;

$Q_{p.w}$  – расчетная реактивная мощность линии, кДар.

Расчетный ток линии в послеаварийном режиме работы  $I_p$ , кА, определяется по формуле 5.4:

$$I_{p(\text{па})} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{S_p}{U_H}, \text{ А, (5.4)}$$

где  $S_p$  – полная электрическая нагрузка линии, кВ·А;  
 $U_H$  – номинальное напряжение, кВ.

Выбор кабелей осуществляем по следующим условиям [15]:

1) По экономической плотности тока:

$$F_p = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2, \text{ (5.5)}$$

где  $F_p$  – расчетное сечение кабеля, мм<sup>2</sup>;  
 $I_p$  – расчетный ток линии, А;  
 $j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

2) По термической стойкости:

Для проверки кабеля на термическую устойчивость к действию токов короткого замыкания необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях 10 кВ.

$$F_p \geq F_{\text{т.с.}} = I_K^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \text{ мм}^2, \text{ (5.6)}$$

где  $F_p$  – выбранное сечение кабеля, мм<sup>2</sup>;  
 $F_{\text{т.с.}}$  – термически стойкое сечение кабеля, мм<sup>2</sup>;  
 $I_K^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ, А;  
 $t_{\text{п}}$  – приведенное время КЗ, принимаем равным 2 секунды;  
 $C$  – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева кабеля, А·с<sup>1/2</sup>/мм<sup>2</sup>, для алюминиевых кабелей с поливинилхлоридной изоляцией принимаем равным 75

3) По нагреву током послеаварийного режима:

$$I_{p(\text{па})} \leq k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{гр}} \cdot I_{\text{доп}}, \text{ А, (5.7)}$$

где  $I_{p(\text{па})}$  – ток послеаварийного режима, А;  
 $k_{\text{ср}}$  – коэффициент среды, учитывает отличие температуры среды от заданной. Так как для данной территории нагрузка максимальна в осенне-зимний период, то температура земли на глубине прокладки кабеля равна  $t = 5\text{C}^\circ$ . Следовательно, поправочный температурный коэффициент (для нормальной температуры при прокладке в земле  $t = 15\text{C}^\circ$ ) равен 1,08;

$k_{\text{пр}}$  – коэффициент прокладки, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки при параллельной прокладке. Значение для 2 кабельных линий, проложенных на расстоянии 300 мм принимаем 0,9;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме, равный 1,25;



$k_{гр}$  – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление грунта для приведенного теплового сопротивления и песчано-глинистой почвы равен 1,0;

$I_{доп}$  – допустимый ток кабеля, А.

4) По допустимому отклонению напряжения:

$$\Delta U_{доп} \% \leq \Delta U_p \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100 (r_0 \cdot \cos \phi_H + x_0 \cdot \sin \phi_H)}{U_{ном}}, \quad (5.8)$$

где  $\Delta U_{доп}$  – допустимая потеря напряжения: должна быть  $\leq 5 \%$ ;

$\Delta U_p$  – расчетные потери напряжения, %;

$I_p$  – расчетный ток линии, А;

$L$  – длина кабеля, км;

$r_0$  – удельное активное сопротивления кабеля, мОм/м;

$x_0$  – удельные реактивное сопротивления кабеля, мОм/м;

$\cos \phi_H$ ,  $\sin \phi_H$  – косинус и синус нагрузки;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение кабеля, В.

Выбираем марку кабеля: ААШв – алюминиевая жила, изоляция из поливинилхлорида, броня из профилированной стальной ленты, защитный покров в виде прессованного шланга из поливинилхлорида [16].

Для примера рассчитаем линию W1 по формулам (5.1) – (5.3):

$$P_{pW1} = 0,85 \cdot (1254,66 + 1301,97 + 1325,70 + 759,18) = 3945,28 \text{ (кВт)};$$

$$Q_{pW1} = 3945,28 \cdot 0,43 = 1696,47 \text{ (кВар)};$$

$$S_p = \sqrt{3945,28^2 + 1696,47^2} = 4294,56 \text{ (кВА)}.$$

Расчетный ток линии в послеаварийном режиме работы определим по формуле (5.4):

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{4294,56}{10} = 247,95 \text{ (А)}.$$

Далее выберем кабель, соответствующий условию (5.5):

$$F_p = \frac{247,95}{1,4} = 177,10 \text{ (мм}^2\text{)},$$

где  $j_{эк} = 1,4$ .

Принимаем сечение – 185 мм<sup>2</sup>. Для кабеля этого сечения  $I_{доп} = 275$  А, подставив численные значения в выражения (5.6), (5.7) получим:

$$F_{Т.С.} = 162,64 \text{ мм}^2 \leq 185 \text{ мм}^2$$

$$247,95 \text{ (А)} < 1,08 \cdot 0,9 \cdot 1,25 \cdot 1,0 \cdot 275 \text{ (А)},$$

$$247,95 \text{ (А)} < 334,13 \text{ (А)}.$$

Отклонение напряжения составит:

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot 247,95 \cdot 0,29 \cdot 100 \cdot (0,17 \cdot 0,92 + 0,0770 \cdot 0,37)}{10000} = 0,22 \text{ ( \%)};$$

$$0,22 \% \leq 5 \%,$$

где  $r_0$ ,  $x_0$  берем в соответствии с сечением кабеля.

Условия выполняются. Принимаем для этой линии окончательно сечение  $F = 185 \text{ мм}^2$ .

Результаты расчетов других линий представлены в таблице 5.1:

Таблица 5.1 - Выбор сечения кабелей на напряжение 10 кВ

Номер линии	Назначение	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВ·А	$I_{p(па)}$ , А	L, км	$I_p/j$ , мм <sup>2</sup>	$k_{ср} \cdot k_{пр} \cdot k_{пер} \cdot k_{гр} \cdot I_p$ , А	$F_{тс}$ , мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , %	F, мм <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
W1	РП – ТП1	3945,28	1696,47	4294,56	247,9 5	0,29	177, 10	334,13	162,64	0,17	0,0770	0,22	185
W2	ТП1 – ТП2	2878,82	1237,89	3133,69	180,9 2	0,21	129, 23	334,13	154,30	0,17	0,0770	0,12	185
W3	ТП2 – ТП3	1772,15	762,02	1929,04	111,3 7	0,12	79,5 5	298,89	148,82	0,21	0,0790	0,05	150
W4	ТП3 – ТП4	645,31	277,48	702,43	40,56	0,08	28,9 7	298,89	145,37	0,21	0,0790	0,01	150

### 5.3 Выбор сечения кабелей сети 0,4 кВ

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), определяется по формуле 5.9:

$$S_{р.л.} = S_{зд..MAX} + \sum_1^n k_{yi} S_{зди}, \text{ кВА (5.9)}$$

где  $S_{зд..max}$  – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВ·А;

$S_{зди}$  – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВ·А;

$k_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

Расчетный ток линии  $I_{рл}$ , кА, определяется по формуле 5.10:

$$I_{рл} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{S_p}{U_H \cdot 2}, \text{ А, (5.10)}$$

где  $S_p$  – полная электрическая нагрузка линии, кВ·А;

$U_H$  – номинальное напряжение, кВ.

Послеаварийный ток линии  $I_{па}$ , кА, определяется по формуле 5.11:

$$I_{па} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,9 \cdot S_p}{U_H}, \text{ А, (5.11)}$$

Послеаварийный ток определяется с учетом поправочного коэффициента для взаиморезервируемых линий [3].

Выбор сечений кабелей на напряжение 0,38 кВ осуществляют по следующим условиям:

1) По нагреву расчетным током:

$$I_{рл} \leq k_{ср} \cdot k_{пр} \cdot I_{доп}, \text{ А (5.12)}$$

где  $I_{рл}$  – расчетный ток кабеля, А;

$k_{ср}$  – коэффициент среды, учитывает отличие температуры среды от заданной. Так как для данной территории нагрузка максимальна в осенне-зимний период, то температура земли на глубине прокладки кабеля равна  $t = 5\text{C}^\circ$ . Следовательно поправочный температурный коэффициент (для нормальной температуры при прокладке в земле  $t = 15\text{C}^\circ$ ) равен 1,08;

$k_{пр}$  – коэффициент прокладки, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки при параллельной прокладке. Значение для 2 кабельных линий проложенных на расстоянии 300 мм принимаем 0,9;

$I_{доп}$  – допустимый ток кабеля, А.

2) По номинальному напряжению:

$$U_{НВ} \geq U_{НС}, \text{ кВ}, (5.13)$$

где  $U_{НВ}$  – номинальное напряжение кабеля, кВ;

$U_{НС}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

3) По нагреву током послеаварийного режима:

$$I_{па} \leq k_{ср} \cdot k_{пр} \cdot k_{пер} \cdot k_{гр} \cdot I_{доп}, \text{ А}, (5.14)$$

где  $I_{па}$  – ток кабеля в послеаварийном режиме, А;

$k_{ср}$  – коэффициент среды, учитывает отличие температуры среды от заданной. Так как для данной территории нагрузка максимальна в осенне-зимний период, то температура земли на глубине прокладки кабеля равна  $t = 5\text{C}^\circ$ . Следовательно поправочный температурный коэффициент (для нормальной температуры при прокладке в земле  $t = 15\text{C}^\circ$ ) равен 1,08;

$k_{пр}$  – коэффициент прокладки, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки при параллельной прокладке. Значение для работы 1 кабельной линии принимаем 1,0;

$k_{пер}$  – коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме, равный 1,25;

$k_{гр}$  – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление грунта для приведенного теплового сопротивления и песчано-глинистой почвы равен 1,0;

$I_{доп}$  – допустимый ток кабеля, А.

4) По допустимому отклонению напряжения:

$$\Delta U_{доп} \geq \Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100 \cdot (r_0 \cdot \cos \phi_H + x_0 \cdot \sin \phi_H)}{U_{ном}}, \%, (5.15)$$

где  $\Delta U_{доп}$  – допустимая потеря напряжения, %, должна быть  $\leq 5\%$  в нормальном,  $\leq 10\%$  в послеаварийном режиме;

$\Delta U_p$  – расчетная потеря напряжения, %;

$I_p$  – расчетный ток линии, А;

$L$  – длина кабеля, км;

$r_0$  – удельное активное сопротивления кабеля, мОм/м;

$x_0$  – удельные реактивное сопротивления кабеля, мОм/м;

$\cos\varphi_H$ ,  $\sin\varphi_H$  – косинус и синус нагрузки (примем 0,92 и 0,37 соответственно);

$U_{ном}$  – номинальное напряжение кабеля, В.

Рассмотрим на примере выбор кабеля для линии W5 – жилой дом № 10-1, питающийся от ТП 1.1.

Выбираем марку кабеля: АВБ<sub>б</sub>ШВ – алюминиевая жила, изоляция из поливинилхлорида, броня из профилированной стальной ленты, защитный покров в виде прессованного шланга из поливинилхлорида [17].

Определим по формуле (5.9) расчетную нагрузку линии W5:

$$S_{р.л. W5} = 158,60 + 0,46 \cdot 112,10 = 209,74 \text{ (кВА)}.$$

Расчетный ток линии определим по формуле (5.10):

$$I_P = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{209,74}{0,38 \cdot 2} = 159,34 \text{ (А)}.$$

Послеаварийный ток линии определим по формуле (5.11):

$$I_{па} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,9 \cdot 209,74}{0,38} = 286,81 \text{ (А)}.$$

Выберем сечения кабелей на напряжение 0,4 кВ по вышеперечисленным условиям – 70 мм<sup>2</sup>. Для кабеля этого сечения  $I_{доп} = 231$  А,  $I_{доп п.а.} = 267$  А, следовательно подставив численные значения в выражения (5.12), (5.14) получим:

По нагреву расчетным током:

$$159,34 \text{ (А)} \leq 1,08 \cdot 0,9 \cdot 231 \text{ (А)},$$

$$159,34 \text{ (А)} \leq 224,53 \text{ (А)}.$$

По нагреву током послеаварийного режима:

$$286,81 \text{ (А)} \leq 1,08 \cdot 1,0 \cdot 1,25 \cdot 1,0 \cdot 267 \text{ (А)},$$

$$286,81 \text{ (А)} \leq 360,45 \text{ (А)}.$$

По допустимому отклонению напряжения:

$$\Delta U_P \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 159,34 \cdot 0,03 \cdot 100 \cdot (0,17 \cdot 0,92 + 0,0596 \cdot 0,37)}{380} = 1,07 \text{ (\%)},$$

$$5 \text{ (\%)} \geq 1,07 \text{ (\%)}.$$

По допустимому отклонению напряжения в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_P \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 286,81 \cdot 0,03 \cdot 100 \cdot (0,17 \cdot 0,92 + 0,0596 \cdot 0,37)}{380} = 1,93 \text{ (\%)},$$

$$10 \text{ (\%)} \geq 1,93 \text{ (\%)}.$$

Т.е. все необходимые условия соблюдаются, поэтому окончательно принимаем следующее сечение:  $F_{W9} = 70$  мм<sup>2</sup>.

Результаты расчетов прочих кабельных линий представлены в таблице 5.2:

Таблица 5.2 - Выбор сечения кабелей на напряжение 0,4 кВ

Номер линии	Назначение	$S_p$ , кВ·А	$I_{на}$ , А	$I_p$ , А	L, км	F, мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А	$I_{доп}$ посл. авар., А	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$k_{кр} \cdot$ $k_{кр} \cdot$ $k_{пер} \cdot k_{гр} \cdot I_p$ , А	$k_{кр} \cdot k_{кр} \cdot$ $I_{доп}$ , А	$\Delta U$ , %	$\Delta U_{авар}$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
W5	ТП1 - ВРУ 10-1	209,74	286,81	159,34	0,03	70	231	267	0,46	0,0612	360,45	224,53	1,07	1,93
W6	ТП1 - ВРУ 10-2	221,51	302,89	151,44	0,09	70	231	267	0,46	0,0612	360,45	224,53	2,75	5,49
W7	ТП1 - ВРУ 10-3	123,52	168,90	84,45	0,13	50	143	165	0,64	0,0625	222,75	139,00	2,96	5,91
W8	ТП1 - ВРУ 10-4	210,70	288,12	144,06	0,05	70	231	267	0,46	0,0612	360,45	224,53	1,50	3,00
W9	ТП1 - ВРУ 1-1	384,70	526,04	263,02	0,16	185	405	469	0,17	0,0587	633,15	393,66	3,39	6,77
W10	ТП1 - ВРУ ДОУ № 1	50,73	69,38	34,69	0,05	35	123	142	0,92	0,0637	191,70	119,56	0,68	1,36
W11	ТП2 - ВРУ 1-2	209,74	286,81	143,40	0,13	70	231	267	0,46	0,0612	360,45	224,53	3,75	7,51
W12	ТП2 - ВРУ 1-3	232,13	317,41	158,71	0,01	95	279	323	0,34	0,0602	436,05	271,19	0,32	0,64
W13	ТП2 - ВРУ 1-4	123,52	168,90	84,45	0,04	50	143	165	0,64	0,0625	222,75	139,00	0,86	1,71

Продолжение Таблицы 5.2

W14	ТП2 - ВРУ 2-1	121,44	166,05	83,03	0,02	50	143	165	0,64	0,0625	222,75	139,00	0,46	0,92
W15	ТП2 - ВРУ 2-3	123,52	168,90	84,45	0,10	50	143	165	0,64	0,0625	222,75	139,00	2,33	4,67
W16	ТП2 - ВРУ 2-4	317,76	434,51	217,26	0,09	120	317	367	0,27	0,0602	495,45	308,12	2,39	4,78
W17	ТП3 - ВРУ ДОУ № 2	132,76	181,54	90,77	0,03	50	143	165	0,64	0,0625	222,75	139,00	0,75	1,51
W18	ТП3 - ВРУ 3-1	168,06	229,80	114,90	0,02	70	231	267	0,46	0,0612	360,45	224,53	0,39	0,77
W19	ТП3 - ВРУ 3-2	210,70	288,12	144,06	0,04	70	231	267	0,46	0,0612	360,45	224,53	1,06	2,13
W20	ТП3 - ВРУ 3-3	309,09	422,65	211,33	0,10	120	317	367	0,27	0,0602	495,45	308,12	2,67	5,34
W21	ТП3 - ВРУ 3-4	326,35	446,25	223,13	0,11	120	358	415	0,21	0,0596	560,25	347,98	2,39	4,77
W22	ТП3 - ВРУ 4-1	210,70	288,12	144,06	0,11	70	231	267	0,46	0,0612	360,45	224,53	3,19	6,38
W23	ТП3 - ВРУ 2-2	210,70	288,12	144,06	0,01	70	231	267	0,46	0,0612	360,45	224,53	0,29	0,58
W24	ТП3 - ВРУ Подземный паркинг № 1	29,31	40,08	20,04	0,04	35	123	142	0,92	0,0637	191,70	119,56	0,32	0,63
W25	ТП4 - ВРУ 4-2	129,33	176,84	88,42	0,07	50	143	165	0,64	0,0625	222,75	139,00	1,79	3,59



Окончание Таблицы 5.2

W26	ТП4 - ВРУ 4-3	221,51	302,89	151,44	0,14	95	279	323	0,34	0,0602	436,05	271,19	3,21	6,42
W27	ТП4 - ВРУ 4-4	403,63	551,92	275,96	0,14	150	358	415	0	0,0596	560,25	347,98	3,67	7,34
W28	ТП4 - ВРУ Водоканал № 1	14,59	19,95	9,97	0,01	35	123	142	0,92	0,0637	191,70	119,56	0,04	0,08

## 6 Выбор коммутационно – защитных аппаратов

### 6.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания выполняются для выбора коммутационной аппаратуры, кабелей и другого электрооборудования с целью проверки их по условиям термической и динамической стойкости, а также для выбора уставок устройств релейной защиты и автоматики и проверки их чувствительности.

Расчеты проводим аналитическим методом, основанным на методе симметричных составляющих.

Ток трехфазного металлического КЗ,  $I_{KM}^{(3)}$  определяется по формуле 6.1:

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{(3)}}, \text{ кА} \quad (6.1)$$

где  $U_H$  – среднее номинальное междуфазное напряжение, кВ;

$Z_{\Sigma}^{(3)}$  – полное суммарное сопротивление цепи до точки трехфазного КЗ, которое является сопротивлением прямой последовательности и определяется по формуле 6.2:

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}, \text{ мОм}, \quad (6.2)$$

где  $R_{\Sigma}^2$  – активное сопротивление цепи до точки трехфазного КЗ, мОм;

$X_{\Sigma}^2$  – реактивное сопротивление цепи до точки трехфазного КЗ, мОм.

Ударный ток трехфазного металлического КЗ,  $i_y$ , кА, определяется по формуле 6.3:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{KM}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (6.3)$$

где  $\sqrt{2} \cdot I_{KM}^{(3)}$  – амплитудное значение периодической составляющей сверхпереходного тока трехфазного металлического КЗ, кА;

$K_y$  – ударный коэффициент [3].

Ток двухфазного металлического КЗ,  $I_{KM}^{(2)}$ , кА определяется по формуле 6.4:

$$I_{KM}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{KM}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (6.4)$$

где  $I_{KM}^{(3)}$  – ток трехфазного металлического КЗ, кА.

Для сетей низкого напряжения (0,38 кВ) в большинстве случаев характерны дуговые КЗ, поэтому расчет токов КЗ в сетях низкого напряжения

проводится с учетом активного сопротивления дуги в месте короткого замыкания  $R_{д.}$ , мОм, которое определяется по формуле 6.5:

$$R_{д} = \frac{E_{д} \cdot L_{д}}{I_{кМ}^{(3)}}, \text{ мОм, (6.5)}$$

где  $E_{д}$  – напряженность в стволе дуги, В/мм (справочная величина, 1,6 В/мм) [18];

$L_{д}$  – длина дуги, мм;

$I_{кМ}^{(3)}$  – ток трехфазного металлического КЗ, кА.

Ток трехфазного КЗ с учетом дуги,  $I_{кД}^{(3)}$ , кА, находим по формуле 6.6:

$$I_{кД}^{(3)} = \frac{U_{н}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\Sigma} + R_{д})^2 + X_{\Sigma}^2}}, \text{ кА, (6.6)}$$

где  $U_{н}$  – среднее номинальное междуфазное напряжение, кВ;

$R_{\Sigma}^2$  – суммарное активное сопротивление цепи до точки трехфазного КЗ, мОм;

$X_{\Sigma}^2$  – суммарное реактивное сопротивление цепи до точки трехфазного КЗ, мОм;

$R_{д}$  – сопротивление дуги, мОм.

Ток двухфазного КЗ с учетом дуги,  $I_{кД}^{(2)}$ , кА, находится по формуле 6.7:

$$I_{кД}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кД}^{(3)}, \text{ кА, (6.7)}$$

где  $I_{кД}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ с учетом дуги, кА.

Ток однофазного КЗ в сети напряжением 0,38 кВ,  $I_{кД}^{(1)}$ , кА, определяется по формуле 6.8:

$$I_{кД}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{пф-0}}, \text{ кА (6.8)}$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети, для сетей 0,4 кВ принимается 230 В;

$Z_{\Sigma}^{(1)}$  – полное сопротивление питающей системы и трансформатора, мОм;

$Z_{п,ф-0}$  – полное сопротивление петли фаза-нуль до точки КЗ, мОм.

Сопротивление  $Z_{\Sigma}^{(1)}$  определяется по формуле 6.9:

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(X_{1Г} + X_{2Г} + X_{0Г} + 2X_{С})^2 + (R_{1Г} + R_{2Г} + R_{0Г} + 3R_{Д})^2}, \quad \text{мОм, (6.9)}$$

где  $X_{1T}$ ,  $X_{2T}$  и  $R_{1T}$ ,  $R_{2T}$  – индуктивные и активные сопротивления прямой и обратной последовательностей силового трансформатора ( $X_{1T}=X_{2T}$ ,  $R_{1T}=R_{2T}$ ), мОм;

$X_{0T}$ ,  $R_{0T}$  – индуктивное и активное сопротивление нулевой последовательности силового трансформатора, мОм.

Полное сопротивление петли фаза-ноль от трансформатора до точки КЗ,  $Z_{п,ф-0}$ , мОм, определяется по формуле 6.10:

$$Z_{п,ф-0} = \sum_{i=1}^n l \cdot Z_{п,ф-0,уд,i}, \text{ мОм (6.10)}$$

где  $Z_{п,ф-0,уд,i}$  – удельное сопротивление петли фаза-ноль каждого из последовательно включенных участков сети, мОм/м [19];

$l$  – длина соответствующего участка сети, м.

Параметры элементов сети, для которой необходимо рассчитать токи КЗ, определяются по формулам, приведенным ниже.

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле 6.11:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном.т}^2}, \text{ Ом, (6.11)}$$

где  $\Delta P_k$  – потери КЗ, кВт;

$U_{ном}$  – низшее номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном.т}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

Реактивное сопротивление трансформатора определяется по формуле 6.12:

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_k}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_k}{S_{ном.т}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.т}}, \text{ Ом (6.12)}$$

где  $U_k$  – напряжение КЗ, %.

Активное сопротивление кабельных линий  $R_k$  определим по формуле 6.13:

$$R_k = R_{уд} \cdot l, \text{ мОм (6.13)}$$

где  $R_{уд}$  – удельное активное сопротивление кабеля, мОм/м;

$l$  – длина кабеля, м.

Реактивное сопротивление  $X_k$  определим по формуле 6.14:

$$X_k = X_{уд} \cdot l, \text{ мОм, (6.14)}$$

где  $X_{уд}$  – удельное реактивное сопротивление кабеля, мОм/м;

$l$  – длина кабеля, м.

На рисунке 6.1 представлена схема замещения для расчета токов КЗ в сетях 10 кВ:

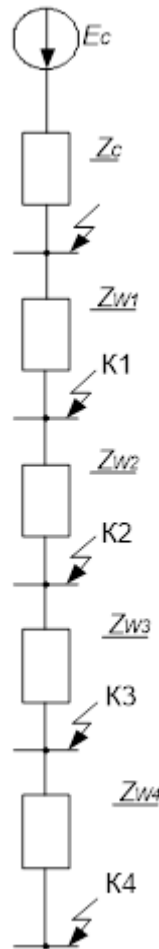


Рисунок 6.1 – Схема замещения для расчета токов КЗ в сетях 10 кВ

Для расчета токов КЗ задаемся следующими исходными данными: сопротивление питающей системы  $Z_c = 0,65$  Ом; ток короткого замыкания на шинах РП в точке К<sub>0</sub>:  $I_{кз0} = 10$  кА.

Для примера рассчитаем данные по токам КЗ для линии W1.

Параметры схемы замещения рассчитаны по формулам (6.13) и (6.14).

Для кабельной линии W1:

$$R_{W1} = 0,17 \cdot 0,29 = 0,048 \text{ (Ом);}$$

$$X_{W1} = 0,077 \cdot 0,29 = 0,022 \text{ (Ом);}$$

$$Z_{W1} = \sqrt{0,048^2 + 0,022^2} = 0,053 \text{ (Ом).}$$

Ток трехфазного металлического КЗ определим по формуле (6.1):

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,053 + 0,65} = 8,63 \text{ (кА).}$$

Ударный ток трехфазного КЗ рассчитаем по формуле (6.3):

$$I_y = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,63 = 15,86 \text{ (кА).}$$

Согласно формуле (6.4), определим ток двухфазного КЗ:

$$I_{KM}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,63 = 7,47 \text{ (кА).}$$



Сведём результаты расчётов в таблицу 6.1:

Таблица 6.1 - Результаты расчета токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	$R_{\Sigma}$ , Ом	$X_{\Sigma}$ , Ом	$Z_{\Sigma}$ , Ом	$I_{\text{КМ}}^{(3)}$ , кА	$K_y$	$I_y$ , кА	$I_{\text{КМ}}^{(2)}$ , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
К1	0,048	0,022	0,703	8,63	1,3	15,86	7,47
К2	0,034	0,016	0,741	8,18	1,3	15,04	7,09
К3	0,026	0,010	0,768	7,89	1,3	14,51	6,83
К4	0,017	0,007	0,786	7,71	1,3	14,17	6,68

В сетях 0,38 кВ при расчетах токов КЗ для проверки оборудования по отключающей способности выполняются расчеты металлических КЗ, т.к. в этом случае значения токов КЗ являются максимальными. При проверке чувствительности устройств релейной защиты и защитных аппаратов выполняются расчеты дуговых КЗ, т.к. при этом значении токов КЗ являются минимальными.

Проведем расчет токов КЗ для сети 0,38 кВ – жилой дом № 10-1, запитанный от ТП 1.1.

Определим параметры трансформатора по формулам (6.11) и (6.12):

$$R_T = \frac{11 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 0,002 \text{ (Ом)},$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{6}{100}\right)^2 - \left(\frac{11}{1000}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1000} = 0,0008 \text{ (мОм)}.$$

Сопротивление системы для сети 0,4 кВ по формуле 6.15:

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.нн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.вн}} \cdot U_{\text{ср.вн}}} \text{ (6.15)}$$

где  $U_{\text{ср.нн}}$  – среднее номинальное напряжение сети, подключаемой к обмотке низшего напряжения трансформатора, В;

$U_{\text{ср.вн}}$  – среднее номинальное напряжение сети, подключаемой к обмотке высшего напряжения трансформатора, В;

$I_{\text{кз}}$  – действующее значение тока короткого замыкания при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, МВА.

$$x_c = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} \cdot 8,63 \cdot 10,5} = 0,001 \text{ (Ом)},$$

Параметры схемы замещения рассчитаны по формулам (6.13) и (6.14).

Для кабельной линии, питающей дом:

$$R_{W5} = 0,46 \cdot 0,03 = 0,031 \text{ (Ом)},$$

$$X_{W5} = 0,0612 \cdot 0,03 = 0,01 \text{ (Ом)},$$

Рассчитаем токи КЗ для точки К9.

Ток трехфазного металлического КЗ определим по формуле (6.1) согласно формуле (6.2):

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,002+0,031)^2 + (0,001+0,008+0,01)^2}} = 16,1 \text{ (кА)}.$$

Согласно формуле (6.6) ток трехфазного КЗ с учетом дуги:

$$I_{KD}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,003+0,006)^2 + 0,014^2}} = 13,9 \text{ (кА)},$$

где активное сопротивление дуги в месте КЗ, определяется по формуле

$$(6.5): R_{\partial} = \frac{1,6 \cdot 60}{16,1} = 0,006 \text{ (Ом)}.$$

Ударный ток трехфазного КЗ рассчитаем по формуле (6.3):

$$i_{\gamma} = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 16,1 = 29,6 \text{ (кА)}.$$

Ток двухфазного КЗ с учетом дуги находим по формуле (6.7):

$$I_{KD}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,9 = 12 \text{ (кА)}.$$

Ток однофазного КЗ рассчитаем по формуле (6.8):

$$I_{KD}^{(1)} = \frac{230}{\sqrt{\frac{(2 \cdot 0,008 + 0,014 + 2 \cdot 0,01)^2 + (2 \cdot 0,002 + 0,003 + 3 \cdot 0,007)^2}{3} + 0,31 \cdot 0,033}} = 10,78 \text{ (кА)}. \text{ Расчет}$$

для остальных точек аналогичен. Результаты расчета представлены в таблице 6.2:

Таблица 6.2 - Результаты расчета токов КЗ в сети 0,4/0,23 кВ

Точка КЗ	R <sub>д</sub>	I <sub>км</sub> <sup>(3)</sup> , кА	I <sub>кд</sub> <sup>(3)</sup> , кА	i <sub>γ</sub> , кА	I <sub>кд</sub> <sup>(2)</sup> , кА	I <sub>кд</sub> <sup>(1)</sup> , кА
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
К5	0,007	13,28	9,43	24,42	8,17	10,78
К6	0,007	13,28	9,43	24,42	8,17	5,94
К7	0,010	9,94	7,04	18,28	6,10	4,41
К8	0,007	13,28	9,43	24,42	8,17	8,53
К9	0,003	27,89	20,16	51,28	17,46	4,01
К10	0,013	7,13	5,04	13,11	4,37	7,17
К11	0,007	13,27	9,42	24,39	8,16	4,50
К12	0,006	17,02	12,13	31,30	10,51	16,53
К13	0,010	9,93	7,04	18,26	6,10	9,38
К14	0,010	9,93	7,04	18,26	6,10	11,86
К15	0,010	9,93	7,04	18,26	6,10	5,23
К16	0,005	20,31	14,53	37,34	12,58	6,26
К17	0,010	9,92	7,03	18,24	6,09	10,22
К18	0,007	13,24	9,41	24,35	8,15	14,10
К19	0,007	13,24	9,41	24,35	8,15	10,24
К20	0,005	20,22	14,48	37,18	12,54	5,62
К21	0,004	24,10	17,36	44,31	15,03	5,42
К22	0,007	13,24	9,41	24,35	8,15	5,11
К23	0,007	13,24	9,41	24,35	8,15	16,13
К24	0,013	7,12	5,04	13,10	4,36	7,91
К25	0,010	9,89	7,02	18,19	6,08	6,39
К26	0,006	16,83	12,02	30,94	10,41	4,33
К27	0,004	23,70	17,13	43,58	14,83	4,52
К28	0,013	7,11	5,03	13,08	4,36	11,53



## 7 Выбор электротехнического оборудования

### 7.1 Выбор электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по СН (10 кВ)

Подстанцией называют электроустановку, служащую для преобразования и распределения электроэнергии, которая состоит из понижающего трансформатора, коммутационных аппаратов, распределительного устройства, устройства управления и вспомогательных сооружений [20]. Так как мощность и число трансформаторов уже известно, примем к установке трансформаторную подстанцию 2БКТП (блочное комплектная трансформаторная подстанция) с АВР на стороне низкого напряжения (0,38 кВ) [21]. Технические характеристики трансформаторной подстанции представлены в таблице 7.1:

Таблица 7.1 – Технические характеристики трансформаторной подстанции

Параметр	Значение
1	2
Мощность силовых трансформаторов, кВА	1000 (630)
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Номинальный ток сборных шин на стороне ВН, А	630
Номинальный ток сборных шин на стороне НН, А	1600
Ток термической стойкости сборных шин на стороне ВН, кА/1с	16
Климатическое исполнение	УХЛ1
Степень защиты по ГОСТу 14254	IP23
Сейсмичность района сооружения, баллов по шкале МСК-64	До 9-й
Высота над уровнем моря, м	До 3000
Срок службы, лет	Не менее 25

Для коммутаций номинальных токов выбираем вакуумный выключатель ВНА/СЭЦ-10/630, его параметры приведены в таблице 7.2 [22]:

Таблица 7.2 – Параметры выключателя нагрузки типа ВВ/TEL-10-12,5/630У2

Параметр	Значение
1	2
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	630
$I_{\text{дин}}$ , кА (3 сек)	32
$I_{\text{ТС}}^2 \cdot t_{\text{ТС}}$ , кА <sup>2</sup> с	1024
t - окружающего воздуха, С	+40, -55°С

Разъединители трехполюсные серии РВЗ, с приводами ПР-10 предназначены для включения и отключения под напряжением обесточенных участков цепи высокого напряжения при отсутствии нагрузочного тока. Кроме того, для безопасности ремонта линии и электрооборудования разъединителем создается видимый разрыв электрической цепи. Параметры выбранных разъединителей представлены в таблице 7.3 [23]:

Таблица 7.3 – Параметры разъединителей РВЗ-10/630 III УХЛ2, содержащихся в ячейках ТП на стороне ВН:

Параметр	Значение
1	2
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	630
$I_{\text{дин}}$ , кА (3 сек)	60
$I_{\text{ТС}}^2 \cdot t_{\text{ТС}}$ , кА <sup>2</sup> с	1024

Для защиты ТП от перенапряжений принимаем к установке следующие ограничители перенапряжений: ОПН-П-10 УХЛ1;  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ.

Для защиты силовых трансформаторов необходимо выбрать предохранители. Выбор предохранителей для защиты силовых трансформаторов производится по формуле 7.1:

$$I_p = I_{\text{HT}} \cdot k_B, \text{ А (7.1)}$$

где  $I_{\text{HT}}$  – номинальный ток трансформатора, А;

$k_B$  – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания трансформатора при включении, принимаем равным 2.

Номинальный ток трансформатора определяем по формуле 7.2:

$$I_{\text{HT}} = \frac{S_{\text{HT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HT}}}, \text{ А. (7.2)}$$

На примере ТП 1.1 рассчитаем предохранители для защиты силового трансформатора. По формулам (7.1), (7.2) определим номинальный ток трансформатора:

$$I_{HT} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74 \text{ А. (7.2)}$$

$$I_p = 57,74 \cdot 2 = 115,47 \text{ (А)}.$$

Согласно полученным значениям расчетного тока принимаем к установке предохранители типа ПКТ-1СФ-VK-10/12-125-50-У3-КЭАЗ со следующими характеристиками:  $U_{ном.пр} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{ном} = 125 \text{ А}$ ;  $I_{откл} = 50 \text{ кА}$ .

Для ТП 1.2 и 1.3 расчёт предохранителей аналогичен, для ТП 1.4 мощностью 630 кВА расчетный ток для выбора предохранителей составит:

$$I_p = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 2 = 72,75 \text{ А}.$$

Для ТП 1.4 выберем предохранители ПКТ-1СФ-VK-10/12-80-50-У3-КЭАЗ со следующими характеристиками:  $U_{ном.пр} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{ном} = 80 \text{ А}$ ;  $I_{откл} = 50 \text{ кА}$ .

## 7.2 Выбор электротехнического оборудования трансформаторной подстанции по НН (0,4 кВ)

Выбор вводных автоматических выключателей, устанавливаемых после трансформатора.

Выключатели выбирают по номинальным значениям тока и напряжения, роду установки и условиям работы, конструктивному исполнению и коммутационной способности. Выбор автоматов производится с учётом следующих требований [24]:

- 1) Номинальное напряжение автомата:

$$U_n \geq U_{раб}, \text{ В (7.3)}$$

- 2) Номинальный ток автомата:

$$I_n \geq I_{раб}, \text{ А (7.4)}$$

- 3) По номинальному току расцепителя любого вида:

$$I_n \geq I_{раб}, \text{ А (7.5)}$$

- 4) По предельно отключаемому току автомата:

$$I_{отк} \geq I_{к.макс}, \text{ кА (7.6)}$$

Выбираем автоматический выключатель марки «Электрон» типа Э25С-04, рассчитанный на номинальное напряжение 380 В и токи расцепителей максимального тока 1000 – 1600 – 2500 – 3200 А. Расцепители максимального тока имеют полупроводниковый блок защиты с регулировкой пяти следующих уставок. В таблице 7.4 представлены параметры вводного выключателя марки «Электрон» [25]:

Таблица 7.4 – Паспортные данные вводного выключателя марки «Электрон»

Параметр	Паспортное значение
<b>1</b>	<b>2</b>
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	0,4
$I_{\text{НОМ}}$ , А	3200
$I_{\text{НОМ. р.}}$ , А	1000;1600;2500;3200
$I_{\text{откл.пр}}$ , кА	55

Для примера выберем вводной выключатель в распределительное устройство низкого напряжения 0,4 кВ в ТП 1.1:

$$I_{\text{НОМ ТП 1.1}} = 1906,26 \text{ А} \leq 3200 \text{ А};$$

Выбираем расцепитель значением 2500 А:

$$I_{\text{НОМ ТП 1.1}} = 1906,26 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз ТП 1.1}} = 15,86 \leq 55 \text{ кА}.$$

В таблице 7.5 представлены паспортные данные для выбора вводных выключателей в ТП:

Таблица 7.5 - Значения выбранных вводных выключателей 0,4 кВ в ТП

№ ТП	Наименование вводного выключателя	$I_{\text{раб ТП}}$	$I_{\text{НОМ. ав.}}$	$I_{\text{НОМ. р.}}$
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1.1	Э25С-04	1906,26	3200	2500
1.2	Э25С-04	1978,14	3200	2500
1.3	Э25С-04	2014,19	3200	2500
1.4	Э25С-04	1153,46	3200	1600

Для защиты линий 0,4 кВ выбираем автоматические выключатели автоматические выключатели типа ТД и ТS с встроенными тепловыми и электромагнитными расцепителями [26].

Ток для теплового расцепителя автоматического выключателя рассчитываем по формуле 7.7:

$$I_{\text{Т}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{макс.р}}, \quad (7.7)$$

Где  $K_{\text{н}}$ - Коэффициент надежности автоматического выключателя, находится в пределах от 1,1 до 1,3. Если основной характер нагрузки составляют бытовые потребители и освещение, принимаем  $K_{\text{н}}$  равным 1,1.

Для электромагнитного расцепителя ток автоматического выключателя рассчитывается по формуле 7.8:

$$I_{\text{Э}} \geq 1,5 \cdot I_{\text{макс.р}} \quad (7.8)$$

Величина тока электромагнитного расцепителя кратна номинальному току теплового расцепителя, и имеет значения –  $3 \times I_T$ ;  $7 \times I_T$ ;  $10 \times I_T$  и т.п.

Для проверки корректности выбора автоматических выключателей необходимо выполнить оценку по коэффициенту чувствительности для теплового и электромагнитных расцепителей.

Коэффициент чувствительности для теплового расцепителя рассчитывается по формуле 7.9:

$$K_{\text{ч}}^T \geq \frac{I_{\text{к}}^1}{I_T} \quad (7.9)$$

$$K_{\text{ч}}^T \geq 3$$

Коэффициент чувствительности для электромагнитного расцепителя рассчитывается по формуле 7.10:

$$K_{\text{ч}}^{\text{Э}} \geq \frac{I_{\text{к}}^2}{I_{\text{э}}} \quad (7.10)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{Э}} \geq 1,2$$

Для примера выберем автоматический выключатель, защищающий линию W5 – от ТП 1.1 до ВРУ дома № 10-1. Рассчитаем ток теплового расцепителя по формуле 7.7:

$$I_{\text{т.р.}} = 1,1 \cdot 159,34 = 175,27 \text{ А} \quad (7.7)$$

Выбираем автоматический выключатель TS-200 с номинальным током теплового расцепителя  $I_T = 200 \text{ А}$ , проведём проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}}^T \geq \frac{I_{\text{к}}^1}{I_T} = \frac{10,78 \cdot 10^3}{200} = 53,91 \geq 3;$$

Рассчитаем ток для определения уставки электромагнитного расцепителя по формуле 7.8:

$$I_{\text{э.р.}} = 1,5 \cdot 159,34 = 175,27 \text{ А} \quad (7.8)$$

Уставку по току электромагнитного расцепителя принимаем равной:  $I_{\text{э.р.}} = 3 \times I_{\text{т.р.}} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ А}$ , проведём проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}}^{\text{Э}} \geq \frac{I_{\text{к}}^2}{I_{\text{э}}} = \frac{8,17 \cdot 10^3}{600} = 13,61 \geq 1,2.$$

Выбранный автоматический выключатель соответствует расчетным данным. В таблице 7.6 представлены данные об остальных автоматических выключателях линий 0,4 кВ:

Таблица 7.6 – Автоматические выключатели для защиты линий 0,4 кВ

Защищаемая линия	$I_p$ , А	Марка и данные выключателя	$I_{т.р.}$	$I_{ном т.р.}$	$K_{ч. т.р.}$	$I_{э.р.}$	$I_{ном э.р.}$	$K_{э. т.р.}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
W5	159,34	SUSOL TS 200 А	175,27	200,00	53,91	239,00	600,00	13,61
W6	151,44	SUSOL TS 200 А	166,59	200,00	23,61	227,17	600,00	5,44
W7	84,45	SUSOL TS 100 А	92,89	100,00	30,29	126,67	300,00	5,70
W8	144,06	SUSOL TS 160 А	158,47	160,00	47,84	216,09	480,00	11,45
W9	263,02	SUSOL TS 300 А	289,32	300,00	11,75	394,53	900,00	5,17
W10	34,69	SUSOL TS 40 А	38,16	40,00	150,91	52,03	120,00	24,75
W11	143,40	SUSOL TS 160 А	157,74	160,00	21,01	215,10	480,00	4,77
W12	158,71	SUSOL TS 200 А	174,58	200,00	97,05	238,06	600,00	35,20
W13	84,45	SUSOL TS 100 А	92,89	100,00	90,93	126,67	300,00	18,62
W14	83,03	SUSOL TS 100 А	91,33	100,00	140,62	124,54	300,00	32,01
W15	84,45	SUSOL TS 100 А	92,89	100,00	37,83	126,67	300,00	7,18
W16	217,26	SUSOL TS 250 А	238,98	250,00	21,78	325,88	750,00	7,07
W17	90,77	SUSOL TS 100 А	99,85	100,00	106,02	136,16	300,00	22,36
W18	114,90	SUSOL TS 160 А	126,39	160,00	104,45	172,35	480,00	30,28
W19	144,06	SUSOL TS 160 А	158,47	160,00	62,64	216,09	480,00	15,62
W20	211,33	SUSOL TS 250 А	232,46	250,00	19,26	316,99	750,00	6,22
W21	223,13	SUSOL TS 250 А	245,44	250,00	19,12	334,69	750,00	7,31
W22	144,06	SUSOL TS 160 А	158,47	160,00	24,54	216,09	480,00	5,61
W23	144,06	SUSOL TS 160 А	158,47	160,00	132,37	216,09	480,00	43,85
W24	20,04	SUSOL TS 40 А	22,05	40,00	183,01	30,06	120,00	30,63
W25	88,42	SUSOL TS 100 А	97,26	100,00	50,26	132,63	300,00	9,68
W26	151,44	SUSOL TS 200 А	166,59	200,00	17,22	227,17	600,00	4,73
W27	275,96	SUSOL TS 400 А	303,56	400,00	9,82	413,94	1200,00	3,74
W28	9,97	SUSOL TS 40 А	10,97	40,00	474,02	14,96	120	105,91

## 8 Качество напряжения электроприёмников

### 8.1 Оценка качества напряжения (отклонения от номинальных значений)

При проектировании системы электроснабжения желательно установление идентичных значений отпайки ПБВ (устройства переключения ответвлений без возбуждения) во всех трансформаторных подстанциях, участвующих в энергоснабжении микрорайона. Ответвление ПБВ должно обеспечивать требуемое значение отклонения напряжения как в режиме наибольших нагрузок (осенне – зимний период), так и в режиме наименьших нагрузок, также во внимание должен приниматься диапазон РПН (регулирования под нагрузкой) трансформаторов на источнике питания [27]. По требованию ГОСТ нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии равны соответственно  $\pm 5$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети. При этом предельно допустимое значение отклонения напряжения допускается не более 72 минут в сутки, что позволяет сделать вывод - время существования послеаварийного режима значительно больше, становится актуальной задача обеспечения в послеаварийных режимах отклонения напряжения в допустимых пределах. Таким образом, если одна и та же отпайка ПБВ должна обеспечивать требуемое значение отклонения напряжения: п/ав у.ЭП  $\delta U > -5\%$  (в послеаварийном режиме); НМ у.ЭП  $\delta U < +5\%$  (в режиме НМ). Отклонения напряжения у электроприемников могут быть определены по формуле 8.1:

$$\delta U_{у.ЭП, \%} = \delta U_{у.ИП, \%} - \Delta U_{ЛСН, \%} - \Delta U_{ТР, \%} - \Delta U_{ЛНН, \%} - \Delta U_{ЗД, \%} + E_{, \%} = \delta U_{у.ИП, \%} - \Delta U_{\Sigma, \%} + E_{, \%}, \quad (8.1)$$

где  $\delta U_{у.ИП, \%}$  – отклонение напряжения на шинах 10 кВ источника питания;

–  $\Delta U_{ЛСН, \%}$  – потери в линиях 10 кВ;

–  $\Delta U_{ТР, \%}$  – расчетные потери в трансформаторе, вычисляются по формуле 8.2:

$$\Delta U_{ТР, \%} = \frac{P_{расч.ТП} \cdot R_T + Q_{расч.ТП} \cdot X_T}{2 \cdot U_{ном}^2} \quad (8.2);$$

–  $\Delta U_{ЛНН, \%}$  – расчетные потери в линиях 0,38 кВ;

–  $\Delta U_{ЗД, \%}$  – потери во внутренней сети зданий;

–  $E_{, \%}$  – «надбавка», зависящая от выбора рабочего ответвления на трансформаторной подстанции;

–  $\Delta U_{\Sigma, \%}$  – суммарные потери напряжения.

Из предыдущего выражения можно получить формулу (8.3) для выбора  $E, \%$ :

$$\delta U_{у.ЭП}^{НБ} - \delta U_{ИП, \%}^{НБ} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\frac{\pi}{ав}} \leq E, \% \leq \delta U_{у.ЭП}^{НМ} - \delta U_{ИП, \%}^{НМ} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{НМ}, \quad (8.3)$$

где  $\delta U_{ИП, \%}^{НБ} = +5\%$  – отклонение напряжения на шинах 10 кВ в режиме наибольших (НБ) нагрузок;

$\delta U_{ИП, \%}^{НМ}$  – отклонение напряжения на шинах 10 кВ источника питания в режиме наименьших (НМ) нагрузок;

$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\frac{\pi}{ав}}$  – сумма потерь от ТП до ЭП в послеаварийном режиме;

$\Delta U_{\Sigma, \%}^{НМ}$  – сумма потерь напряжения от ТП до ЭП в режиме наименьших (НМ) нагрузок.

Для анализа наибольших отклонений для выражения (8.2) необходимо установить самый близкий и самый удаленный на расстоянии ЭП.

Определим эти точки в западной части микрорайона «Монгун»:

Для сети 10 кВ самая близкая ТП с точки зрения удаленности от источника питания (шины РП 10 кВ) — это ТП 1.1 (0,29 км). Самый электрически близкий энергоприемник в сети 0,38 кВ – жилое здание 10-1 (0,03 км от ТП 1.1).

Самая удаленная ТП с точки зрения удаленности от источника питания – это ТП 1.4 (0,7 км). Самый электрически удаленный энергоприемник в сети 0,38 кВ – жилое здание 4-3 (0,14 км от ТП 1.4).

Проведем расчет для наиболее электрически удаленного ЭП, запитанного от ТП 1.4 (жилое здание № 4-3):

$$\Delta U_{удал.ЭП, \%} = \Delta U_{ЛСН, \%} + \Delta U_{ТР, \%} + \Delta U_{ЛНН, \%}$$

$$\Delta U_{ТР, \%} = \frac{680,48 \cdot 0,002 + 327,70 \cdot 0,008}{2 \cdot 10^2} = 1,65 \%$$

Тогда потери напряжения для самого удаленного электроприемника в послеаварийном режиме составят:

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\frac{\pi}{ав}} = \Delta U_{ЛСН, \%}^{\frac{\pi}{ав}} + \Delta U_{ТР, \%} + \Delta U_{ЛНН, \%} + \Delta U_{зд, \%} = 0,41 + 1,65 + 6,42 + 2 = 10,48 \%$$

Запишем левую часть неравенства (8.3) для послеаварийного режима:

$$\delta E, \% \geq \delta U_{у.ЭП, \%}^{НБ} - \delta U_{ИП, \%}^{НБ} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\frac{\pi}{ав}}$$



$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{п}} = -5 - 5 + 10,48 = 0,48 \%$$

Расчет суммарных потерь напряжения аналогичен расчету для послеаварийного режима.

$$\begin{aligned} \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{норм}} &= \Delta U_{\text{ЛСН}, \%} + \Delta U_{\text{ТР}, \%} + \Delta U_{\text{ЛНН}, \%} + \Delta U_{\text{ЗД}, \%} \\ &= 0,205 + 1,65 + 6,42 + 2 = 10,28 \%$$

Запишем левую часть неравенства для самого электрически удаленного ЭП в нормальном режиме работы:

$$\delta E_{, \%} \geq \delta U_{\text{у.ЭП}, \%}^{\text{НБ}} - \delta U_{\text{ИП}, \%}^{\text{НБ}} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{норм}}$$

$$\Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{п}} = -5 - 5 + 10,28 = 0,28 \%$$

Проведем расчет для наиболее близко расположенного ЭП, запитанного от ТП 1.1 (жилое здание № 10-1):

$$\delta E_{, \%} \geq \delta U_{\text{у.ЭП}, \%}^{\text{НМ}} - \delta U_{\text{ИП}, \%}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{норм}}$$

Суммарные потери напряжения для самого близко расположенного электроприемника в режиме наименьших нагрузок:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{НМ}} &= \Delta U_{\text{ЛСН}, \%}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\text{ТР}, \%}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\text{ЛНН}, \%}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\text{ЗД}, \%}^{\text{НМ}} = 0,11 + 1,65 + 1,07 + 0 \\ &= 2,83 \%$$

$$\delta E_{, \%} \geq \delta U_{\text{у.ЭП}, \%}^{\text{НМ}} - \delta U_{\text{ИП}, \%}^{\text{НМ}} + \Delta U_{\Sigma, \%}^{\text{НМ}} = 5 - 0 - 2,83 = 2,17$$

Расчетные данные представлены в таблице 8.1:

Таблица 8.1 – Диапазон выбора отпаечного режима работы ПБВ

Наиболее удаленный электроприемник		Наиболее близкий электроприемник
Режима наибольших нагрузок (НБ)		Режим наименьших нагрузок (НМ)
1	2	3
$E_{\text{пав}, \%}$	$E_{\text{норм}, \%}$	$E_{\text{норм}, \%}$
0,48	0,28	2,17

Окончательно получаем следующее неравенство:

$$0,28 \leq E_{\%} \leq 2,17$$

Для полученных значений из диапазона «надбавок» ПБВ для городских трансформаторов, выберем надбавку  $E = 2,5 \%$ . Напряжение рабочего ответвления при этом  $U_{\text{отв}} = 10,25 \text{ кВ}$ .

## 8.2 Оценка и обеспечение качества напряжения по размаху его изменений

Резкопеременные изменения возникают из-за электроприемников со значительными пусковыми токами. Наиболее наглядным примером будет отклонение напряжения, вызванное пуском короткозамкнутого асинхронного электродвигателя, пусковой ток которого в 4-8 раз превышает его номинальный ток. Из-за двигателя возникает резкое снижение напряжения, которое длится незначительный период, повторное возрастающее по мере разгона двигателя и уменьшения величины пускового тока. В жилых районах самый распространенный пример - лифтовые установки.

Необходимо проверить сеть 0,4 кВ по условию соблюдения допустимых значений размаха изменений напряжения. При определении дополнительного снижения напряжения при пуске двигателя лифта напряжение на шинах высшего напряжения трансформаторов 10 кВ принимается практически не изменяющимся, так как сопротивления сети 10 кВ значительно меньше сопротивлений сети 0,4 кВ. Поэтому следует учитывать потери напряжения в трансформаторах ТП и на участках сети 0,4 кВ, к которым подключён электродвигатель. Для расчёта размаха изменения напряжения рассматривается наиболее электрически удаленный двигатель микрорайона. Таким двигателем является двигатель лифта в доме № 4-3, запитанный от ТП № 1.4.

Размах изменений напряжения для самого удаленного электроприемника вычислим по формуле 8.4:

$$\delta U_t = \sqrt{3} \cdot I_{\text{пуск}} \cdot (R_{\Sigma} \cdot \cos\varphi_{\text{пуск}} + X_{\Sigma} \cdot \sin\varphi_{\text{пуск}}), \quad (8.4)$$

$$\text{где } I_{\text{пуск}} = K_I \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi_{\text{ном}} \cdot \eta};$$

$$R_{\Sigma} = R'_T + R_{\text{КЛ}};$$

$$X_{\Sigma} = X'_T + X_{\text{КЛ}}.$$

Сопротивления кабельной линии от ТП 1.4 до дома 4-3 (W26):

$$R_{\text{КЛ}} = 0,047 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{КЛ}} = 0,0083 \text{ Ом};$$

Сопротивления трансформатора, приведенные к низкому напряжению:

$$R'_T = R_T \cdot \left[\frac{0,4}{10}\right]^2 = 0,02816 \text{ Ом};$$

$$X'_T = X_T \cdot \left[\frac{0,4}{10}\right]^2 = 0,00151 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma} = 0,02816 + 0,047 = 0,07516 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma} = 0,00151 + 0,0083 = 0,00981 \text{ Ом};$$

Коэффициент мощности двигателя при пуске принимаем равным  $\cos\varphi_{\text{пуск}} = 0,4$ , соответственно  $\sin\varphi_{\text{пуск}} = 0,916$ . КПД двигателя  $\eta = 0,875$ .  
Рассчитаем пусковой ток двигателя:

$$I_{\text{пуск}} = 7 \cdot \frac{9}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,88 \cdot 0,875} = 17,76 \text{ А}$$

Размах изменений напряжения равен:

$$\delta U_t = \sqrt{3} \cdot 17,76 \cdot (0,07516 \cdot 0,4 + 0,00981 \cdot 0,916) = 1,2 \text{ В}$$

В процентном соотношении:

$$\delta U_{t\%} = \frac{\delta U_t}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100 \% = \frac{1,2}{380} \cdot 100 \% = 0,32 \%$$

Для  $m = 90$  1/час или 1,5 1/мин согласно ГОСТ  $\delta U_{t\%} \approx 0,32 \%$  [27].  
По результатам расчетов можно сделать вывод, что напряжение на электроприемнике удовлетворяет требованиям ГОСН.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе спроектирована схема электроснабжения западной части микрорайона «Монгун» в городе Кызыл.

Выполнен анализ градостроительных особенностей микрорайона, определен оптимальный вариант подключения к сети электроснабжения, определены расчетные нагрузки жилых и общественных зданий в данном микрорайоне.

В ходе работы спроектирована система наружного освещения микрорайона, выбраны светодиодные лампы ZIVERD LATERN LUX как одно из современных экономичных решений.

По расчетным нагрузкам выбрано оптимальное число и мощность трансформаторных подстанций в районе, а также определены места расположения с учетом нагрузок, строительных и геологических требований.

Выбраны схемы распределительной сети: в сетях 10 кВ – петлевая схема, в сетях 0,4 кВ – двухлучевая радиальная. Для ТП и линий обеспечено резервирование электроснабжения потребителей согласно категорийности.

Выбрано электротехническое оборудование кабельных линий среднего и низшего напряжения, трансформаторных подстанций с учетом климатических особенностей и нагрузочных режимов.

Для проверки параметров оборудования ТП рассчитаны токи КЗ, проверена чувствительность и надежность работы коммутационно – защитных аппаратов.

Выбранная схема электроснабжения обеспечивает необходимое качество электроэнергии у электроприемников жилых и общественных зданий по допустимым потерям напряжения и по размаху изменения напряжения.

Результаты выпускной квалификационной работы могут быть использованы департаментом архитектуры, градостроительства и земельных отношений города Кызыл, а также акционерным обществом «Россети Сибирь Тываэнерго» как один из оптимальных и надежных вариантов при проектировании схемы электроснабжения микрорайона «Монгун».

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Перспективы развития города Кызыл «Тыва Онлайн» : сайт. – URL: <https://www.tuvaonline.ru/2014/06/19/perspektivy-razvitiya-kyzyla-budut-otrazheny-v-otkorrektirovannom-generalnom-plane-goroda.html> (дата обращения: 15.04.2023)
2. ТАСС - российское государственное федеральное информационное агентство : сайт. – URL: <https://tass.ru/nedvizhimost/13165163> (дата обращения: 15.04.2023)
3. Правила устройства электроустановок – 7-е издание. – С изменениями и дополнениями от 2016 г. – Москва : НИЦ ЗАО «Энергосервис», 1999 - 2005. – 692 с.
4. СП 131.13330.2020 Свод правил «Строительная климатология» : дата введения 25.06.2021. – Москва : Изд-во стандартов, 2020. – 145 с.
5. Генеральный план развития города Кызыл : сайт. – URL: [https://mkyzyl.ru/gen\\_plan\\_Kyzyl/general\\_plan.php](https://mkyzyl.ru/gen_plan_Kyzyl/general_plan.php) (дата обращения: 22.04.2023)
6. СП 256.1325800.2016 Свод правил «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» : дата введения 02.03.2017. – Москва : Изд-во стандартов, 2016. – 84 с.
7. Альфа Лифт - Данные для проектирования электроснабжения пассажирских лифтов : сайт. – URL: [http://alfalift.ru/dannye\\_dlya\\_proektirovan](http://alfalift.ru/dannye_dlya_proektirovan) (дата обращения: 28.04.2023)
8. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей – Москва : Энергоатомиздат, 1995. – 49 с.
9. ОНТП-01-91 - Общесоюзные нормы технологического проектирования предприятия автомобильного транспорта : дата введения 01.01.1991. – Москва : Изд-во стандартов, 1991. – 76 с.
10. СП 52.13330.2016 - Свод правил «Естественное и искусственное освещение» : дата введения 07.05.2017. – Москва : Изд-во стандартов, 2016. – 135 с.
11. Ziverd Group Electro Control : сайт. – URL: <https://ziverd.com/catalog/all/ziverd-latern-lux> (дата обращения: 29.04.2023)
12. Трансформаторы ТМГ силовые масляные : сайт. – URL: <http://transformator.ru/production/transformatory-tmg/> (дата обращения: 03.05.2023)
13. Блок, В.М. Электрические сети и системы - учебное пособие для студентов электротехнических ВУЗов / В.М. Блок. – Москва : Высшая школа, 2013. – 430 с.
14. Шведов, Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети / Шведов Г.В. – 1-е издание. – Москва: МЭИ, 2012. – 268 с.
15. Орлова, И.Н. Производство и распределение электрической энергии: Электротехнический справочник / И.Н. Орлова, В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинский. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.

16. Кабель ААШв - 10 кВ : сайт. – URL: <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-bumajnoi-izolyaciei/aashv-10kv/> (дата обращения: 05.05.2023)
17. Кабель АВБбШв : сайт. – URL: [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-rvx-izolyaciej-\(0,66;-1kv\)/avbbshv/](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-rvx-izolyaciej-(0,66;-1kv)/avbbshv/) (дата обращения: 05.05.2023)
18. Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
19. Чернобровов, Н.В. Релейная защита / Н.В. Чернобровов: учеб. пособие для вузов. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 799 с.
20. Федоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – Москва : Энергия, 1981. – 416 с.
21. Блочная комплектная трансформаторная подстанция (БКТП) : сайт. – URL: <https://bktp.ru/equipment/bktp/> (дата обращения: 05.05.2023)
22. Выключатели нагрузки 10 кВ ВНА-СЭЩ 10 : сайт. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/vna-seshch-10-kv/> (дата обращения: 05.05.2023)
23. Курский электроаппаратный завод : сайт. – URL: <https://keaz.ru/catalog/product/142375> (дата обращения: 05.05.2023)
24. Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / А.В. Беляев. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 171 с.
25. ЭЛЕКТРОН ПРО - Завод Контактор : сайт. – URL: [https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/982/gy1c87llcuhroc8fuw2lb1dtuveppx5k/ElectronPro\\_catalogue\\_2022.pdf](https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/982/gy1c87llcuhroc8fuw2lb1dtuveppx5k/ElectronPro_catalogue_2022.pdf) (дата обращения: 05.05.2023)
26. Susol TD/TS — автоматы в литом корпусе до 1600А : сайт. – URL: [https://shop.idelectro.ru/tables/Susol\\_TS/](https://shop.idelectro.ru/tables/Susol_TS/) (дата обращения: 05.05.2023)
27. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения : дата введения 01.07.2014. – Москва : Изд-во стандартов, 2014. – 16 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 одном экземпляре.

Библиография 27 наименований.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.  
(дата)

\_\_\_\_\_

М.А. Каперсак

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

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
институт  
«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Л.С. Торопов  
подпись инициалы, фамилия  
« 04 » « 01 » 2023 г.

#### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Электроснабжение микрорайона «Монгуно» г. Кызыл (западная часть)  
тема

Руководитель	<u>Л.С. Торопов</u> 01.07.2023 подпись, дата	доцент каф. ЭМиАТ, к.т.н. должность, ученая степень	<u>А.В. Коловский</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>К.А. Калерсак</u> 01.07.2023 подпись, дата		<u>М.А. Калерсак</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>И.А. Кичакова</u> 01.07.2023 подпись, дата		<u>И.А. Кичакова</u> инициалы, фамилия

Абакан 2023