

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

13.02.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Электроснабжение нового жилого района по ул. Комарова г. Абакана
тема

Руководитель	_____	<u>доцент каф. ЭЭ, к.т.н.</u>	<u>А.С. Торопов</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Н.А. Лепешкин</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>И.А. Кычакова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Абакан 2023

Содержание

Введение.....	4
1 Теоретическая часть.....	6
1.1 Характеристика объекта проектирования.....	6
2 Практическая часть	8
2.1 Выбор питающего напряжения проектируемой системы электроснабжения.....	8
2.2 Расчет электрических нагрузок на ВРУ жилых домов.....	9
2.3 Расчет уличного освещения.....	11
2.3.1 Описание программы Light-in-Night Road.....	11
2.3.2 Создание модели освещения подъездного пути.....	13
2.3.3 Выполнение уличной осветительной сети.....	17
2.4 Определение центров электрических нагрузок и выбор места установки КТП в жилом районе.....	18
2.5 Определение расчетных параметров, выбор мощности трансформаторов.....	20
2.6 Выбор схемы электроснабжения жилого района и расчет ее параметров.....	23
2.6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	27
2.6.2 Проверка сечения кабеля на термическую стойкость.....	30
2.7 Выбор и поверка коммутационно-защитной аппаратуры и кабелей в сети 0,4 кВ.....	32
2.7.1 Выбор сечения проводов на напряжение 0,4 кВ.....	32
2.7.2 Выбор оборудования на напряжение 0,4 кВ.....	34
2.8 Определение потерь мощности, напряжения и активной энергии.....	35
2.9 Расчет укрупненных показателей капиталовложений	37
2.10 Проверка оборудования по токам короткого замыкания.....	40
2.10.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания в сети до 1 кВ.....	40
2.10.2 Расчет токов однофазного короткого замыкания в сети до 1 кВ... ..	44

2.10.3 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность
и чувствительность к токам

КЗ.....45

Введение

Проектирование системы электроснабжения любого объекта – это сложный и ответственный процесс, который должен быть выполнен технически верно и качественно выполнен. Именно от этих качеств зависит срок эксплуатации объекта.

Актуальность данной темы состоит в том, что, проектирование схемы электроснабжения на данном участке города обеспечивает электроснабжение помимо старых домов и еще большей частью недавно возведенного нового жилого комплекса по ул. Комарова при использовании энергосберегающих мероприятий, это один из главных вопросов обсуждаемых на городском и республиканском уровне.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является проектирование электроснабжения, которое будет обеспечивать электрической энергией надлежащего качества и соответствовать дальнейшему росту энергопотребления новый жилой микрорайон с новым жилым комплексом, расположенным по ул. Комарова г. Абакана и также домами более ранней постройки.

Предмет исследования – электрические сети нового жилого микрорайона по ул. Комарова г. Абакана.

Объект исследования – жилой микрорайон по ул. Комарова г. Абакана.

Основной задачей служит разработка схемы электроснабжения, которая будет соответствовать самым современным требованиям надежности, экономичности, а также безопасности рабочего персонала и окружающей среды.

За время работы выпускной квалификационной работы планируется решить следующие задачи:

- привести данные для проектирования
- составить схемы электроснабжения
- произвести расчет нагрузок жилых зданий

- провести расчет уличного освещения
 - сделать анализ электрической сети с учетом дополнения к городской сети
- и представлены варианты по улучшению энергоэффективности.

Научная и практическая ценность проектирования состоит в том, что теоретические и практические рекомендации могут быть использованы при дальнейшем строительстве нового жилого комплекса по ул. Комарова г. Абакана.

В процессе проектирования были рассчитаны электрические нагрузки. После чего была спроектирована схема электроснабжения. Для схемы были выбраны автоматические выключатели и сечения проводов. Рассчитаны все капиталовложения в систему электроснабжения.

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение нового жилого района по ул. Комарова г. Абакана» состоит из введения, 3 глав, заключения, списка литературы, и 3- листов графического материала.

1 Теоретическая часть

1.1 Характеристика проектируемого объекта

Жилой район по улице Комарова города Абакана с новым жилым комплексом и домами старой постройки. Источником питания являются понижающие подстанции напряжением 110/10 кВ и РП 10 кВ, которые получают энергию от сетей энергосистемы. При проектировании системы оцениваются основные показатели, такие как характеристики потребителей, масштаб микрорайона и местные условия. Проектируемая система ограничивается вводами к потребителям и источником питания.

Для построения системы энергоснабжения микрорайона Комарова необходимо решить несколько задач. Сначала нужно определить основные климатические параметры данного района. Затем необходимо выбрать схему построения системы и определить величины напряжения сетей и количество трансформаций энергии. Также следует определить оптимальные параметры основных элементов электроснабжающей и распределительной сети. В данном микрорайоне система электроснабжения подключена к городским электрическим сетям МУП МП «Абаканские электрические сети», осуществляющим питание от распределительных сетей напряжением 10 кВ.

III климатическая зона характеризуется минимальной температурой воздуха минус 42 С⁰ и максимальной среднесуточной температурой воздуха 41С⁰. В год здесь выпадает 367мм осадков, а средняя толщина снегового покрова составляет 25 см, а глубина промерзания - 1,7-2м. Микрорайон, где проектируется многоэтажная кирпичная застройка, обеспечивается электроснабжением от четырёх потребительских трансформаторных подстанций *ТМЗ-2х630 кВт*, питающихся от существующих подстанций «Полярная» 110/10 и «РП-10» и сетью подземных кабелей и, идущих к домам.

Общая площадь здания составляет 75 031,32 м.кв., а жилая площадь - 50 202,40 м.кв.

Здания, которые планируются к постройке, отнесены к II и III категориям потребителей в зависимости от степени надежности электроснабжения. Вторая категория включает в себя электродвигатели лифтов и насосов. Границами района, определенными в проекте планировки, являются улица Комарова и южная сторона берега Дрены. Общая площадь территории, охватываемой проектом планировки, составляет примерно 3,8 гектара.

Совет депутатов города Абакана принял решение от 18 марта 2014 года № 78 об утверждении стратегического плана социально-экономического развития муниципального образования город Абакан до 2021 года. Этот план будет перспективным для развития городских сетей:

Электроснабжающая компания, которая обслуживает данный жилой микрорайон, сосредоточена на нескольких приоритетных направлениях. Они включают в себя увеличение пропускной способности сетей, модернизацию линий электропередачи, расширение электрической сети города и повышение надежности электроснабжения для наших потребителей. Строятся новые подстанции, воздушные и кабельные линии, чтобы улучшить качество электроснабжения. При проектировании электрических систем были интересы административных и экономических районов, а также рассматриваем цель развития единой энергетической системы города.

Основной целью экономических требований является достижение наименьшей стоимости передачи электрической энергии по сети. Для этого необходимо уменьшать расходы на строительство сети и принимать меры, направленные на сокращение ежегодных затрат на эксплуатацию электрической сети. Оценка экономической эффективности варианта электрической сети проводится методом приведенных затрат, который учитывает как капитальные вложения, так и эксплуатационные расходы. Следовательно, приведенные

затраты являются основным критерием оценки экономичности варианта электрической сети.

Энергоэффективность и энергосбережение имеют важное значение в строительстве и развитии жилого района. Для каждого объекта недвижимости необходимо провести энергетическое обследование, которое осуществляется подрядной организацией после окончания строительства. Обследование помогает получить энергетические паспорта, и только после его прохождения объекты могут быть введены в эксплуатацию. Процесс регулируется статьей 11 пунктами 7 и 8 Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Экологическая и рациональная природопользование - одно из приоритетных направлений инновационного развития микрорайона по улице Комарова с новым жилым комплексом и примыкающими домами более ранней постройки, расположенных также на улице Комарова в городе Абакан.

1.2 Обзор методов расчета электрических нагрузок

3. Практическая часть

3.1 Выбор питающего напряжения проектируемой системы электроснабжения

При выборе напряжения системы городского электроснабжения для жилого района необходимо учитывать перспективы его развития и используемую в энергосистеме систему напряжений. Это важный фактор при проектировании сети электроснабжения, поскольку цель выбора напряжения заключается в устранении напряжений 6 и 35 кВ и сокращении количества трансформации электроэнергии.

В данном случае для жилого района было выбрано напряжение 10 кВ в связи с наличием распределительного пункта 10 кВ в качестве источника питания. Кроме того, наиболее подходящей является система напряжений 220 – 110/10 кВ, которую используют большинство городов и жилых районов.

В жилых районах использование напряжения 35 кВ возможно только в исключительных случаях и при технико-экономическом обосновании. Однако, оптимальным выбором для жилого района является напряжение 10 кВ.

3.2 Расчет электрической нагрузки на ВРУ жилых домов

Для выбора необходимого количества и мощности трансформаторных подстанций, защитной аппаратуры, сечений кабелей, электрооборудования и электроконструкций определение электрических нагрузок является определяющим фактором.

В жилых зданиях электрическая нагрузка выражается в киловаттах на одну квартиру и не является постоянной величиной. Она определяется удельной нагрузкой, которая зависит от размера жилой площади и вида кухонных электроприборов.

Кроме того, расчетная нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, линии или к шинам 0,4 кВ комплектной трансформаторной подстанции, и также определяется следующим:

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

где $P_{кв.у}$ – удельная расчетная нагрузка потребителей эл. энергии квартир посемейного заселения в зависимости от характера и количества квартир;

n – количество квартир, присоединенных к линии комплектной трансформаторной подстанции.

Для жилых домов в удельных нагрузках не учтено применение в квартирах бытовых кондиционеров воздуха.

Удельные расчетные нагрузки квартир включают в себя нагрузку

освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, чердаков и т.д)

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома, линии или к шинам напряжением 0,4 кВ определяется:

$$P_{\text{лифт}} = K_c \cdot \sum P_{n_{л.i}}, \quad (2.2)$$

где K_c – коэффициент спроса, определяется в зависимости от количества лифтовых установок и этажности зданий;

$n_{л}$ – количество лифтовых установок, питаемых линий;

P_n – установленная мощность электродвигателя i -го лифта.

Для примера рассмотрим жилой дом № 1:

15 этажей, 9 подъездов, плиты электрические мощностью 8,5 кВт.

Количество квартир: $3 \cdot 15 \cdot 9 = 405$ квартиры,

На этаже 3 квартиры 2 квартиры площадью больше 55 м^2 и 1 меньше 55 м^2

Расчетную нагрузку ввода, питающего квартиры определяем:

$$P_{\text{ж.д}} = P_{\text{кв.у}} \cdot (n_{\text{кв } s < 55 \text{ м}^2} + 1,05 \cdot n_{\text{кв } s > 55 \text{ м}^2}), \quad (2.3)$$

Принимаем $P_{\text{кв.у}} = 1,27$ кВт/кв,

$$P_{\text{ж.д}} = 1,27 \cdot (135 + 1,05 \cdot 270) = 531,49 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р лифт}} = K_c \cdot \sum P_{n_{л.i}} = 0,8 \cdot 15 \cdot 9 = 108 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{освщ.л}} = 25 \cdot 2 \cdot 9 = 0,45 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{освщ.нр}} = 60 \cdot 9 = 0,54 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{освщ.}\Sigma} = P_{\text{освщ.л}} + P_{\text{освщ.нр}} = 0,45 + 0,54 = 0,99 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{ж.д}} + 0,9 \cdot P_{\text{р лифт}} + P_{\text{освщ.}\Sigma},$$

$$P_{\text{р}\Sigma} = P_{\text{р.ж.д}} = 629,7 \text{ кВт}.$$

Дальнейший расчет сведем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок жилых домов

№ по Генплану	Кол-во квартир	Этажность	Кол-во подъездов	Р кв уд	Р _{жд} кВт	Р _{луст}	К с	Р _л , кВт	Р _{Σосв} , кВт	Р _{рΣ} , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
№1	405	15	9	1,27	531,5	3	0,8	108	0,99	627,7
№2		17				3	0,8	56,8		
№3		17				3	0,8	56,8		
№4		12				3	0,8	23,9		
№5		12					0,8			
№6	246	9	3	1,6	406,7		0,8	36		
№7	38	5	2	1,95	76,4		0,8			
№8	58	5	2	1,7	102		0,8			
№9	64	5	2	1,7	112,5		0,8			
№10	59	5	2	1,7	103,9		0,8			
№11	60	5	2	1,7	105,4		0,8			
№12	24	5	1	2,2	54,6		0,8			
№13	60	5	2	1,7	105,4		0,8			

3.3 Расчет уличного освещения

3.3.1 Программа расчета уличного освещения Light-in-Night Road

Для проектирования наружного освещения на улицах часто используется светотехническая программа Light-in-Night Road. Она предоставляет возможность моделировать различные объекты в 3D, проводить светотехнические расчеты и визуализировать результаты, а также составлять протокол расчета. Light-in-Night Road — это важный инструмент для профессионалов в светотехническом проектировании. Благодаря этой программе были разработаны проекты для крупных объектов, включая автодороги Москва - Санкт-Петербург, Москва - Архангельск, Москва -

Челябинск, а также транспортные развязки, улицы и площади Москвы и других городов.

В области проектирования осветительных установок в России есть только один сертифицированный программный продукт. Он включает программу, которая позволяет рассчитать все необходимые светотехнические показатели, соответствующие действующим российским нормам освещения. Сертификат соответствия есть как по российским (СНиП 23-05-95*), так и по московским (МГСН 2.06-99*) нормам искусственного освещения. Также он соответствует регламентированным яркостным характеристикам асфальтовых покрытий по ГОСТ 26824-10. В комплекс входят две базы данных: база световых приборов российского объединения GALAD, содержащая более 400 типов и модификаций светильников уличного освещения, охватывающая большую часть рынка подобной продукции в России, и база типовых осветительных опор и кронштейнов компании ООО «ОПОРА ИНЖИНИРИНГ».

В программе Light-in-Night Road можно воспользоваться различными функциями, включая выбор типа, мощности и светораспределения светильника. При этом доступна возможность сравнения кривых силы света нескольких светильников. Также в программе есть функция оценки эффективности разных схем освещения прямых дорог, включая одностороннюю, двустороннюю, шахматную, центральную и другие. Для более оптимального расположения светильников можно воспользоваться функцией подбора, которая включает в себя выбор способа установки (на опоре, на мачте, на торшере), схему размещения (в линию, по окружности или индивидуально), высоту установки, шаг опор, наклон кронштейна или ориентацию прожекторов и другие параметры.

Для выполнения расчетов требуется выполнить следующие задачи: автоматически определить оптимальный шаг между опорами, чтобы обеспечить заданные уровни средней яркости или освещенности дорожного покрытия и равномерность освещения. Также необходимо определить

нормативные показатели для освещаемых объектов, таких как участки улицы, площади, перекрестки, пешеходные зоны и т.д., в соответствии с действующими федеральными нормами СНиП 23-05-95*.

- 1) Далее следует сравнить их с соответствующими нормативными показателями.
- 2) Для удобства представления в проектной документации необходимо составить многостраничный протокол, включающий исходные данные и результаты расчета в наглядной текстовой, табличной и графической форме.

3.3.2 Создание модели освещения подъездного пути

Светильники располагаются на опорах, установленных в шахматном порядке по двум сторонам проезжей части. Расстояние между опорами принято 50 метров. Занесем необходимые параметры в программу Light-in-Night Road для создания модели освещения подъездного пути, прилегающей к территории микрорайона.

Кривая силы света светильника GALAD Альфа LED-42-ШО/У представлена на рисунке 2.1.

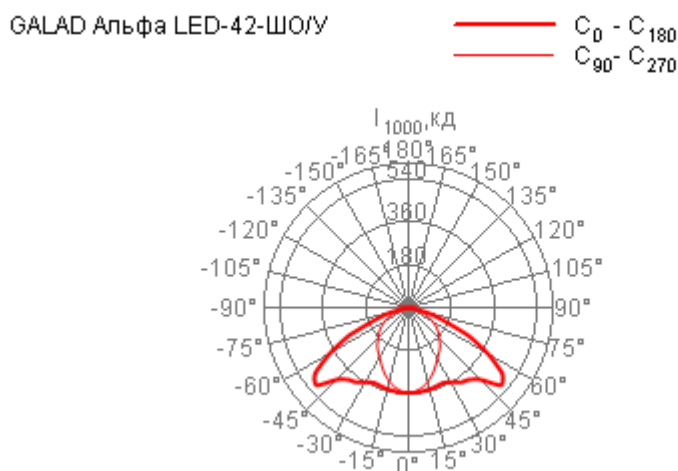


Рисунок 2.1 – Кривая силы света светильника GALAD Альфа LED-42-ШО/У

Параметры, необходимые для создания модели освещения улицы, сведем в таблицу 2.2

Таблица 2.2 – Параметры, необходимые для создания модели

Исходные данные	Параметры дороги
Проезжая часть	
Движение	двустороннее
Число полос движения	1
Ширина полосы движения, м	3,75
Число полос движения (встречное)	1
Ширина полосы движения (встречное)	3,75
Полная ширина проезжей части, м	7,5
Покрытие	Мелкозернистое асфальтобетонное
Тротуар (правый)	
Ширина, м	2
Зазор между тротуаром и проезжей	2
Тротуар (левый)	
Ширина, м	2
Зазор между тротуаром и проезжей	2
Дорога	
Полная ширина, м	11,5
Класс объекта по СП 52.13330.2011: Участок магистрали или улицы районного	

На следующем этапе создания модели необходимо определиться с выбором типа светильников, типа опор и способом их расположения. Ранее некоторые данные уже были определены, а некоторые необходимо выбрать из предложенных программой вариантов, поэтому занесем их в программу для создания модели сведем в таблицу 2.3

Таблица 2.3 – Параметры, необходимые для создания модели

Исходные данные	Параметры групп
Коэффициент запаса	1,5
Наименование группы ОП	Группа (основная)
Тип светильника на ОП	GALAD Альфа LED-42-
Способ установки светильника	На опоре
Схема расстановки ОП	Шахматная
Положение опор	
Шаг между опорами, м	50
Высота светового центра ОП	$h = 10,58$
Вылет светового центра ОП	$a = 2,29$
Отступ оси опоры от края	$b = 1$

После внесения всех необходимых данных в программу Light-in-Night Road, необходимо запустить процесс моделирования освещения и расчета освещенности на участке улицы. Результатом выполнения процесса будет являться 3D (2D) модель освещения улицы с представлением распределения уровней освещенностей на одном из участков, а также паспорт с вычисленными параметрами освещенности. Модели представлены на рисунках 2.1 и 2.2.

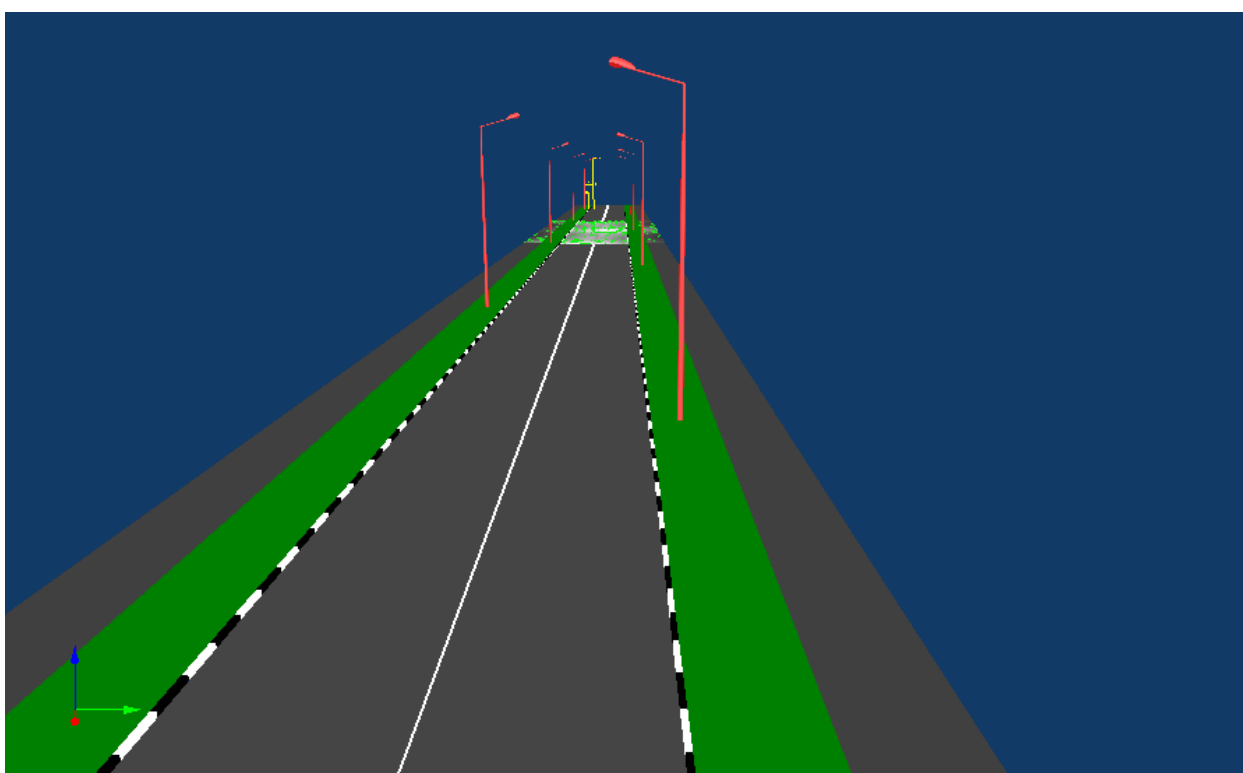


Рисунок 2.1 – Модель освещения подъездного пути (3D)

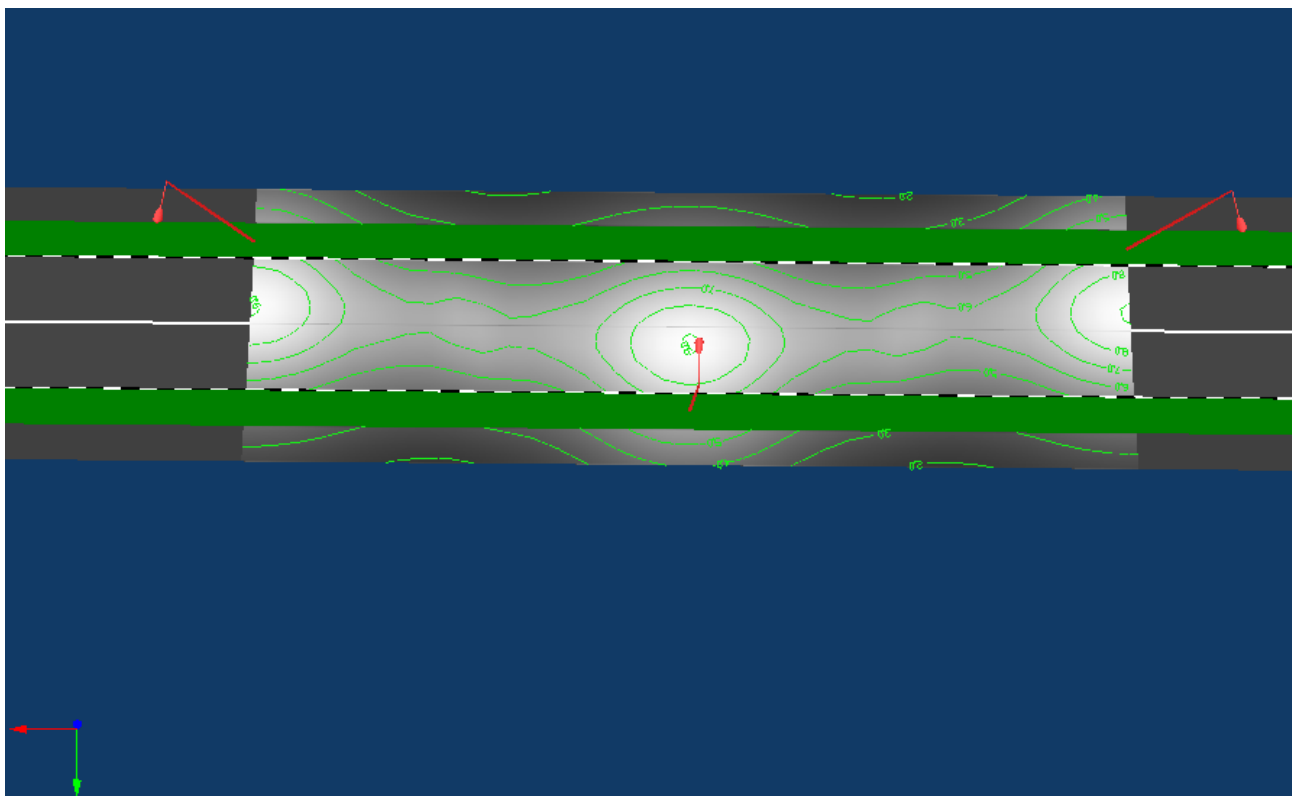


Рисунок 2.2 – Распределение освещенности от светильников на одном из участков подъездного пути (2D – вид сверху)

Как уже было сказано, результатом расчета в программе Light-in-Night Road является и отчет о проведенных исследованиях и вычислениях, оформленный в виде таблицы – паспорта, в котором отображены расчетные величины, нормируемые и их соответствие. Результаты расчета представлены в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Результаты расчета освещенности подъездного пути в программе Light-in-Night Road

Контролируемая величина		Расчет	СП
По проезжей части			
Показатели яркости			
Средняя, кд/ м ²	L _{ср}	2.18(+)	1.2
Коэффициент общей	L _{мин} /L _{ср}	0.62(+)	0.4
Коэффициент продольной	L _{мин} /L _{ма}	0.64(+)	0.6
Показатели освещенности			
Средняя, лк	E _{ср}	6.5(+)	4
Максимальная, лк	E _{макс}	9.1	
Минимальная, лк	E _{мин}	0.7	

Окончание таблицы 2.4

Контролируемая величина		Расчет	СП
Коэффициент равномерности	$E_{\text{мин}}/E_{\text{ср}}$	1.4(+)	0.35
Отношение максимальной к	$E_{\text{макс}}/E_{\text{ср}}$	1.2	
Другие показатели			
Показатель ослепленности, %	P	14	
Приращение яркости	T _I	2.1(+)	10
Коэффициент использования	U _E	0.43	

3.3.3 Выполнение уличной осветительной сети

Для осветительных установок, как правило, применяется напряжение: переменного тока при заземленной нейтрали – не выше 380\220 В, переменного тока при изолированной нейтрали и постоянного тока – не выше 220 В.

Преимущественно применяются осветительные сети переменного тока с заземленной нейтралью напряжением 380\220 В.

Сети с изолированной нейтралью напряжением 220 В и ниже применяются в основном, в специальных электроустановках при повышенных требованиях к электробезопасности.

Постоянный ток используется для резервного питания особо ответственных осветительных приемников и в специальных электроустановках.

Напряжение выпускаемых отечественной промышленностью ламп в основном не превышает 220 В.

Светильники располагают на опорах линии электропередач сети 0,4 кВ и запитываются непосредственно проводом чередуясь между фазами как отображено в проекте.

Электроснабжение установок наружного освещения следует, осуществлять через пункты питания от трансформаторов, предназначенных для питания сети общего назначения.

Электроснабжение установок наружного освещения допускается осуществлять от отдельных трансформаторных подстанций или специальных трансформаторов.

Питание светильников освещения территории подъездного пути следует осуществлять непосредственно от пункта питания наружного освещения или от проходящих рядом сетей уличного освещения.

От КТП линии освещения запитываются самонесущим изолированным проводом.

Проектом предусматривается освещение подъездного пути светильниками GALAD Альфа LED-42-ШО/У. Подключение наружного освещения подъездного пути предусматривается от распределительных шкафов типа ВРУ-ВЗ. Щит уличного освещения ЩУО устанавливается в небольших городах и населенных пунктах для автоматического регулирования уличного освещения в вечернее и ночное время, что предусматривает централизованное управление освещением. Щит комплектуется вводными автоматами на 100 А с трансформатором тока, счетчиком и групповыми автоматами АЗ130 на 25 А и 40 А. В ночное время 2/3 светильников отключается.

3.4. Определение центров электрических нагрузок и выбор места установки КТП в жилом районе

Подстанция является одним из самых основных звеньев системы электроснабжения. Поэтому оптимальное размещение подстанций – важнейший вопрос при построении рациональных систем электроснабжения.

При выборе места расположения подстанции в индивидуальной застройке микрорайона электрическая нагрузка рассредоточена по отдельным объектам и выбор места расположения подстанций должен быть связан с архитектурой. Местом установки подстанции будем считать площадки, примыкающие к проезжей части и расположенные в радиусе действия не более 300-400 м. и мощностью трансформаторов, не превышающей 1000 кВА. Расчёт мощности потребителей на шинах трансформаторной подстанции сведём в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Распределение мощности потребителей по подстанциям.

№ кТП	Наименование потребителя	Прасч, кВт	Ко	Прасч. На шинах т.п.,кВт	Сosφ	Срасч. На шинах т.п.,кВт
1	2	3	4	5	6	7
1	Жилые дома и общественное здание: 12,4,3	591,22	0,9	776,44	0,95	
2	Жилые дома: 10,11,2	555,1	0,9	678,36	0,95	
3	Жилой дом: 1,5	547,69	0,9	1617,75	0,95	
4	Жилые дома: 9,8,6,7	498,8	0,9	499,2	0,95	

Для выбора места установки трансформаторных подстанций используем метод центра электрических нагрузок.

Координаты центра электрических нагрузок выражаются уравнением:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (2.4)$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (2.5)$$

где P_i – мощность i -го дома, кВт;

X_i, Y_i – координаты i -го дома, см.

Координаты домов сведём в таблицу 2.6

Таблица 2.6 – Координаты домов

№ дома	X, см	Y, см
1	2	3
КТП № 1		
2	34,9	22,4
10	45,4	22,6
11	49,5	25,5
КТП № 2		

3	39,5	29,6
4	44,2	36,2
12	51,5	31,5
КТП № 3		
1	29,5	14,4
5	34,8	12,3
КТП № 4		
6	42,2	4,8
7	43,8	10
8	41,8	14,3
9	43,1	19,3

Подставим данные координаты в формулы 2.5 и 2.6 получим центр электрических нагрузок для трансформаторных подстанций, приведённых в таблице 2.7

Произведём смещение подстанций к источнику питания для более рационального расположения.

Таблица 2.7 – Координаты подстанций и их смещение

№ ктп	Х расч. см	У расч. см
1	49,1	29,9
2	44,1	32,4
3	32	8,8
4	42,4	12

3.5 Определение расчетных параметров, выбор мощности трансформаторов

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

Индивидуальная застройка жилого района относится к потребителям II категории по надёжности электроснабжения. Основными потребителями при выборе числа трансформаторов являются: надёжность электроснабжения, а

также минимум приведённых затрат на трансформаторы. Следовательно, устанавливаем подстанции с двумя трансформаторами.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч.мах}} = \frac{P_{\text{расч}}}{\cos\varphi_{\text{ср.вз.}}}, \quad (2.6)$$

где $S_{\text{расч.мах}}$ - расчётная активная мощность подстанции, кВт;

$\cos\varphi_{\text{ср.вз.}}$ - косинус средневзвешенной подстанции.

Коэффициент загрузки определяется:

$$K_z = \frac{S_{\text{мах.расч}}}{n \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (2.7)$$

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

n – количество трансформаторов.

Коэффициент перегрузки не должен превышать $K_z \leq 1,4$

Коэффициент перегрузки определяется:

$$K_{\text{пвр}} = \frac{S_{\text{мах.расч}}}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.8)$$

Рассмотрим для примера КТП №1:

$$S_{\text{расч.мах}} = 678,36 / 0,95 = 714,06 \text{ кВА};$$

$$K_z = 714,06 / (2 \cdot 630) = 0,56$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать $K_z \leq 1,4$

$$K_{\text{пер}} = 714,06 / 630 = 1,2 \leq 1,4$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать $K_{\text{пер}} \leq 1,4$ для КТП №1
коэффициент перегрузки соответствует требованию.

Таким образом, принимаем на КТП №1 два трансформатора по 630 кВА.

Дальнейший расчёт сведём в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Выбор трансформаторов на подстанциях

№ КТП	Рсум, кВт	$\cos\varphi_{\text{ср.вз.}}$	Срасч.мах, кВА	Кзагр	Кпер	Марка трансформатора
1	776,44	0,95	659,97	0,52	1,23	ТМЗ-2х630
2	678,36	0,95	714,06	0,56	1,2	ТМЗ-2х630
3	1617,75	0,95	1903,23	0,76	1,29	ТМГ-2х1250
4	499,2	0,95	587,29	0,7	0,93	ТМЗ-2х630

Рассчитаем потери мощности и активной энергии в трансформаторах.

Потери мощности определим по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}}} \right) + n \Delta P_{\text{xx}}, \quad (2.9)$$

$$\Delta Q = \frac{\Delta U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{нагр}}^2}{S_{\text{ном}}} + S_{\text{ном}} \cdot \frac{I_{\text{xx}}\%}{100}, \quad (2.10)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}, \Delta P_{\text{xx}}, U_{\text{кз}}\%, I_{\text{xx}}\%$ - паспортные данные;

$S_{\text{нагр}}$ – расчетная мощность трансформаторной подстанции, кВт;

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

n – Количество трансформаторов.

Потери активной энергии определим по формуле:

$$\Delta A = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot \tau_{\text{год}} + \tau \cdot \left(\frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}}} \right) \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n}, \quad (2.11)$$

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

τ - время максимальных потерь, ч, $\tau = 2988$ ч.

Расчёт сведём в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Потери мощности и активной энергии

№ КТП, Стр-ов	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$U_{\text{кз}}\%$	$I_{\text{xx}}\%$	$S_{\text{нагр}}$, кВт	ΔP , кВт	ΔQ , кВАр	ΔA , МВт·ч	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	2х630	1,25	7,6	5,5	1,7	659,97	6,4	11,9	24,7
2	2х630	1,25	7,6	5,5	1,7	714,06	6,8	13,7	36,8
3	2х1250	1,9	12,2	5,5	1,7	1903,23	13	18,9	32,7

4	2x630	1,25	7,6	5,5	1,7	587,29	6	9,8	21,7
---	-------	------	-----	-----	-----	--------	---	-----	------

3.6 Выбор схемы электроснабжения жилого района и расчет её параметров

Решающим фактором при выборе схем сети является надежность электроснабжения. Построение городской электрической сети по условиям обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей, как правило, выполняется применительно к основной массе электроприемников рассматриваемого района города.

Схема распределительной сети должна выполняться с условием, чтобы секции сборных шин 10(6) кВ ЦП не включались в нормальном и послеаварийном режимах на параллельную работу через указанную сеть.

Распределение электрической энергии на территории жилого микрорайона на напряжении 10 кВ может выполняться по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от расположения потребителей, их мощности и требований надежности.

Электроснабжение микрорайона будет осуществляться по кольцевой схеме.

Кольцевая схема приведена на рисунке 2.3.

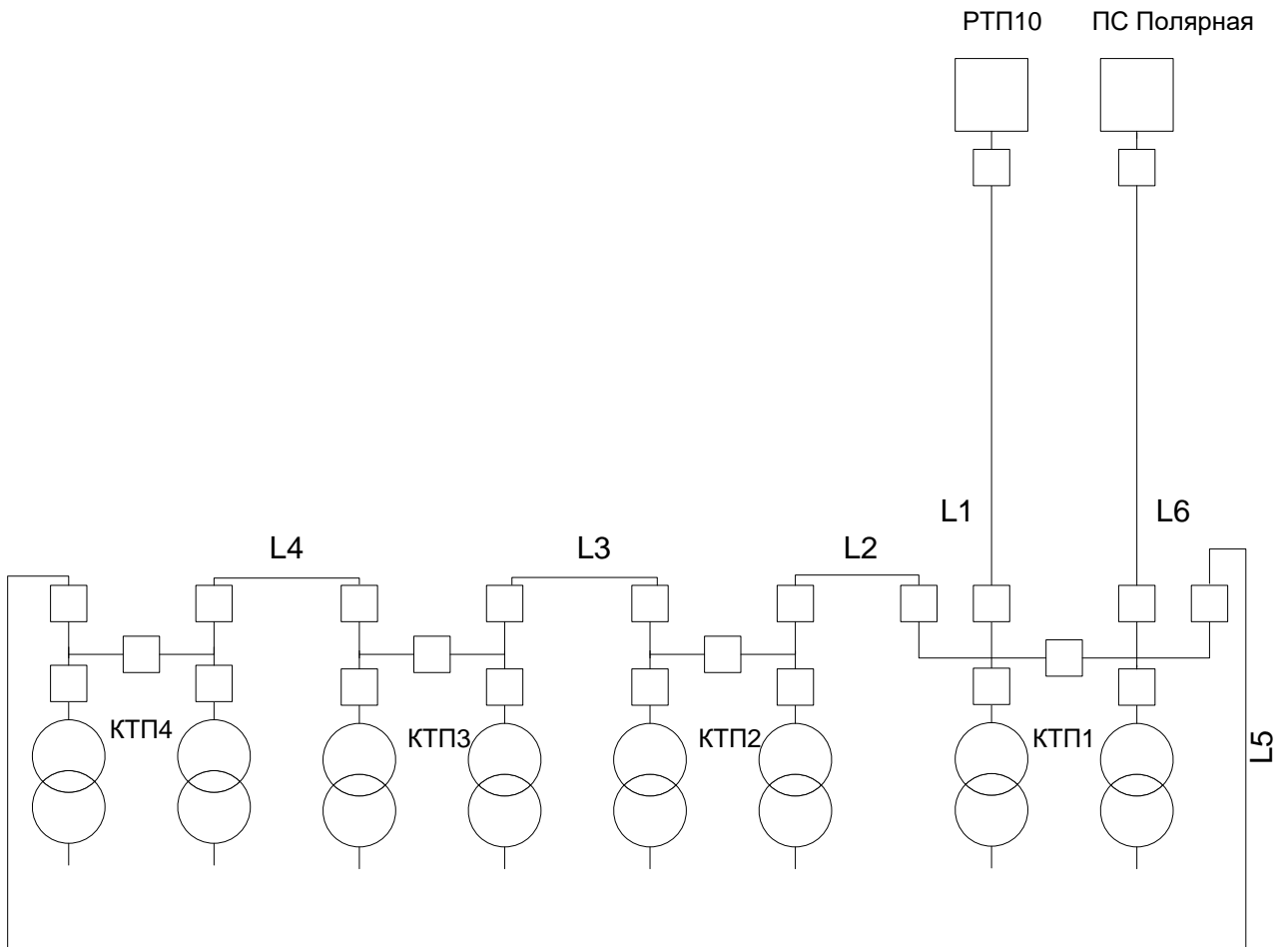


Рисунок 2.3- кольцевая схема.

Выбор кабелей в сети 10 кВ и определение потерь мощности и активной энергии в линиях

Используем кабели марки АСБл,

Аварийный ток в этом случае рассчитывается по формуле:

$$I_{п/ав} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (2.12)$$

где S_{Σ} – максимальная полная мощность в аварийном режиме, кВт;

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5, \quad (2.13)$$

Рабочий ток в этом случае рассчитывается по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_{рас}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \cdot K_n, \quad (2.14)$$

где $S_{\text{сум}}$ – суммарная мощность от точки потокораздела до данного участка, кВт;

Для примера рассмотрим участок 2 при отключении участка 3:

$$I_{\text{ав2}} = \frac{(1226,74 + 618,57 + 701,03 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 272,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав2-3}} = \frac{(1226,7 + 701,03 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 237,07 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав3-4}} = \frac{(1226,7 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 196,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав4-5}} = \frac{(1226,7 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 137,2 \text{ А}$$

Участок 3 отключен тогда:

$$I_{\text{ав3}} = \frac{(1226,74 + 618,57 + 701,03 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 272,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав1-2}} = \frac{(1226,74 + 701,03 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 201,92 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{2371,71}{10 \cdot \sqrt{3}} = 123,4 \text{ А}$$

Таблица-2.10 – Выбор сечения кабелей на напряжение 10 кВ

Участок	Длина, км	$S_{\text{нагрВЛ}}$, кВА	$I_{\text{раб}}$, А	$I_{\text{п/ав}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	Сечение
1	2	3	4	5	6	7
1	1,538	2371,71	123,4	272,8	310	3x240
2	0,504	1699,56	88,4	237,07	275	3x185

Окончание таблицы 2.10

Участок	Длина, км	$S_{\text{нагрВЛ}}$, кВА	$I_{\text{раб}}$, А	$I_{\text{п/ав}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	Сечение
3	0,324	1000,6	52,05	196,5	205	3x185
4	0,139	114,17	5,94	137,2	165	3x185
5	0,248	1100,5	57,25	201,92	205	3x240
6	1,326	2295,69	132,7	276,5	310	3x185

Найдем потери напряжения, результаты расчетов сведем в таблицу

Таблица 2.11 – Расчет мощности и активной энергии для линий.

Участок	L, км	Сечение	$\cos\varphi$	$r_{\text{уд}}$, Ом /км	$x_{\text{уд}}$, Ом /км	ΔU , %	ΔP , кВт	ΔQ , кВАр	ΔA , МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1,538	3x240	0,92	0,16	0,077	0,53	114,3	55,01	41,57
2	0,504	3x185	0,9	0,2	0,079	0,065	10,3	4,07	30,82
3	0,324	3x185	0,92	0,31	0,083	0,063	5,94	1,59	17,76
4	0,139	3x185	0,89	0,42	0,086	0,009	0,099	0,02	0,29
5	0,248	3x240	0,93	0,2	0,079	0,047	4,79	1,89	14,3
6	1,326	3x185	0,92	0,16	0,077	0,65	150,87	72,6	50,81
Итого									155,55

Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

Распределение электроэнергии от подстанции РТП до КТП производим кабельными линиями на 10 кВ.

ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2 со следующими параметрами: $U_{\text{ном}}=10$ кВ; $I_{\text{ном}}=630$ А; $I_{\text{ном.откл.}}=20$ кА; предельный сквозной ток $I_{\text{скв}}=52$ кА; предельный ток термической стойкости $I_{\text{пр.т.ст.}}=20$ кА; собственное время выключателя $t_{\text{вкл}}=0,03$ с, $t_{\text{откл}}=0,05$ с.

Таблица 2.12 – Выбор выключателей на 10 кВ

КЛ	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{расч}}$, А	Тип выключателя	$I_{\text{ном выкл}}$, А	Количество
1	2	3	4	5	6
1	10	125,2	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1
2	10	121,9	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1
3	10	139,7	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1

Окончание таблицы 2.12

КЛ	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{расч}}$, А	Тип выключателя	$I_{\text{ном выкл}}$, А	Количество
4	10	146,9	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1
5	10	138,9	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1
6	10	149,9	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1
7	10	128,9	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1
8	10	134,7	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1
9	10	142,7	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1
10	10	148,9	ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2	630	1

3.6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

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

Изобразим схему замещения для выбранной радиально-магистральной схемы.

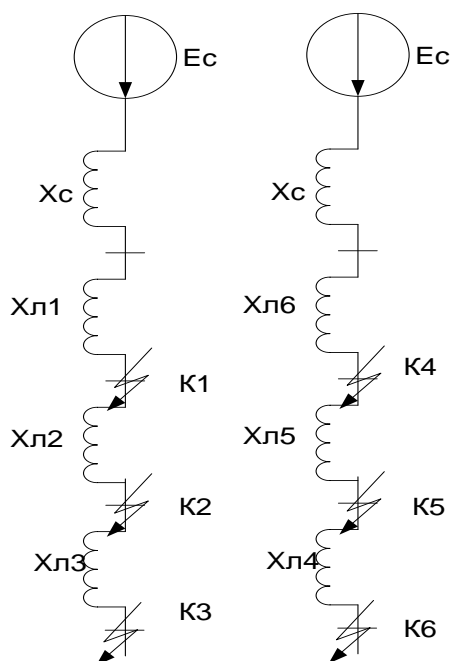


Рисунок 2.4- схема замещения.

Схема замещения представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указываются все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания, здесь же указываются точки, в которых необходимо определить ток короткого замыкания.

Сопротивление системы найдем по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{откл}}, \quad (2.15)$$

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

S_6 – базисное значение мощности, равное 100 МВА.

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot I_{ном.откл} \cdot U_{ном}, \quad (2.16)$$

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

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

Базисное значение тока найдем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (2.17)$$

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

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.}$$

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

$$R = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (2.18)$$

$$X = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (2.19)$$

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

L - длина линии, км.

Расчет сопротивлений сведем в таблицу 2.20.

Ток короткого замыкания трехфазный определяется по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{Z_{\Sigma}} \cdot I_6, \quad (2.20)$$

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

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma o.e}^2 + X_{\Sigma o.e}^2}, \quad (2.21)$$

Рассмотрим точку К1 короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma} = X_c = \frac{100}{346,41} = 0,289 \text{ о. е.}$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,289} \cdot 5,499 = 19,028 \text{ кА.}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (2.22)$$

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

Дальнейший расчет токов короткого замыкания на напряжение 10 кВ сведем в таблицу 2.20

Таблица 2.13 – Расчет сопротивлений

Участок	L, км	F, мм	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R, о.е.	X, о.е.
1	2	3	4	5	6	7
1	1,538	240	1,15	0,097	0,26	0,022
2	0,504	185	0,84	0,095	0,186	0,021
3	0,324	185	0,31	0,083	0,502	0,134
4	0,139	185	1,17	0,099	0,233	0,019
5	0,248	240	1,17	0,099	1,66	0,012
6	1,326	185	1,15	0,094	0,26	0,022

Таблица 2.14– Расчет токов КЗ

Точка КЗ	Z_{Σ} , о.е.	X_{Σ}/R_{Σ}	$K_{уд}$	$I^{(3)}_{кз}$, кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4	5	6
К1	0,289	0	1	19,028	26,91
К2	2,615	0,06	1	2,10	2,96
К3	2,98	0,06	1	1,84	2,6
К4	0,52	0,27	1	10,575	14,91
К5	0,8	0,22	1	6,87	9,7
К6	1,113	0,16	1	4,94	6,966

Проверим выключатели, защищающие кабельные линии напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2 со следующими параметрами: $U_{ном}=10$ кВ;
 $I_{ном}=630$ А;

$I_{ном.откл.}=20$ кА; предельный сквозной ток $I_{скв}=52$ кА; предельный ток термической стойкости $I_{пр.т. ст.}=20$ кА; собственное время выключателя $t_{вкл}=0,03$ с, $t_{откл}=0,05$ с.

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

Так как все рабочие токи КЛ меньше 630 А, то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи КЗ меньше 20 кА, то проверка по номинальному току отключения выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи КЗ меньше 52 кА, то проверка по предельному сквозному току КЗ на электродинамическую устойчивость отключения выполняется.

3.6.2 Проверка сечения кабеля на термическую стойкость

Проверка кабеля 10 кВ (проверяется каждый кабель до КТП).

Минимальное сечение проводника должно отвечать требованиям по термической стойкости:

$$F \geq F_{\min};$$

Минимальное сечение проводника для кабеля на КТП1, мм²:

$$F_{\min 1} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot \sqrt{T_{a1} + t_{\text{отк}}}}{C} \quad \text{мм}^2 \quad (2.23)$$

где $t_{\text{откл}}$ - 0,2 с – время отключения линии;

T_{a1} - 0,39 постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$C=240 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ - тепловая функция при номинальных условиях.

$$F_{\min 1} = \frac{19,028 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,39+0,2}}{240} = 227,72 \text{ мм}^2; F=240 \text{ мм}^2; 240 > 227,72;$$

Следовательно кабель подходит.

Минимальное сечение проводника для кабеля на КТП2, мм²:

$$T_{a2} = 0,224 \text{ с},$$

$$F_{\min 2} = \frac{I_{\text{КЗ}2.2}^{(3)} \cdot \sqrt{T_{a2} + t_{\text{отк}}}}{C} \quad \text{мм}^2 \quad (2.24)$$

$C=185 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ - тепловая функция при номинальных условиях.

$$F_{\min 2} = \frac{2,1 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,224+0,2}}{185} = 167,5 \text{ мм}^2; F=185 \text{ мм}^2; 185 > 167,5;$$

Следовательно кабель подходит.

Минимальное сечение проводника для кабеля на КТП3, мм²:

$$T_{a3} = 0,232 \text{ с},$$

$$F_{\min 3} = \frac{I_{\text{КЗ}3.3}^{(3)} \cdot \sqrt{T_{a3} + t_{\text{отк}}}}{C} \quad \text{мм}^2 \quad (2.25)$$

$C=185 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ - тепловая функция при номинальных условиях.

$$F_{\min 3} = \frac{1,84 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,232+0,2}}{185} = 171,81 \text{ мм}^2; F=185 \text{ мм}^2; 185 > 171,81;$$

Следовательно кабель подходит.

Минимальное сечение проводника для кабеля на КТП4, мм²:

$$T_{a4} = 0,02 \text{ с,}$$

$$F_{\min 4} = \frac{I_{K32.4}^{(3)} \cdot \sqrt{T_{a4} + t_{отк}}}{C} \text{ мм}^2 \quad (2.26)$$

$C=185 \text{ А}\cdot\text{с}^2/\text{мм}^2$ - тепловая функция при номинальных условиях.

$$F_{\min 4} = \frac{10,575 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,02+0,2}}{185} = 179,53 \text{ мм}^2; F=185 \text{ мм}^2; 185 > 179,53;$$

Следовательно кабель подходит.

3.7 Выбор и проверка коммутационно-защитной аппаратуры и кабелей в сети 0,4 кВ

3.7.1 Выбор сечения проводов на напряжение 0,4 кВ

Подробный расчет выполним для объектов, получающих питание от КТП 1-4, выбранного варианта системы электроснабжения. Сравнивать будем только отличающиеся части схем.

Выбор сечения жил кабелей производится по заданному значению потерь напряжения и без учета индуктивного сопротивления. Согласно рекомендациям сети напряжения до 1 кВ могут быть рассчитаны без учета индуктивного сопротивления, если их коэффициент мощности близок к 1. Допустимую величину потерь напряжения принимаем 5% (от КТП до вводов в здания) в нормальном режиме, в аварийном 10%.

Значения удельной потери напряжения

$$\Delta U_{тб} \leq \frac{\Delta U_{доп}}{M_a}, \quad (2.27)$$

где $M_a = P \cdot L$ – момент активной нагрузки, кВт·км

$\Delta U_{тб}$ – табличное значение удельной величины потери напряжения в % на 1 кВт·км

$\Delta U_{доп}$ – допустимы потери напряжения в линии, %

КТП №2:

Жилой дом № 10

ВРУ-1

$P=124,7$ кВт,

$L=0,075$ км,

$Ma=124,7 \cdot 0,075=9,4$ кВт·км

Расчетный ток найдем по формуле:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi}, \quad (2.28)$$

$$I_p = \frac{124,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 187,12 \text{ А}$$

$F=185 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}}=200 \text{ А}$, $\Delta U_{\text{тб}}=0,189\%$

$\Delta U = \Delta U_{\text{тб}} \cdot Ma = 0,189 \cdot 9,4 = 1,7\% \leq 5\%$

Принимаем кабель ААШВ-3х185 мм²

Жилой дом № 11:

ВРУ-1

$P=124,7$ кВт,

$L=0,046$ км,

$Ma=124,7 \cdot 0,046=5,7$ кВт·км

Расчетный ток найдем по формуле:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi}, \quad (2.29)$$

$$I_p = \frac{124,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 187,12 \text{ А}$$

$F=185 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}}=200 \text{ А}$, $\Delta U_{\text{тб}}=0,189\%$

$\Delta U = \Delta U_{\text{тб}} \cdot Ma = 0,189 \cdot 5,7 = 1,1\% \leq 5\%$

Принимаем кабель ААШВ-3х185 мм²

Жилой дом № 2:

ВРУ-1

$$P=305,7 \text{ кВт},$$

$$L=0,138 \text{ км},$$

$$Ma=305,7 \cdot 0,138 = 5,5 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

$$I_p = \frac{305,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 258,7 \text{ А}$$

$$F=240 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=270 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,64\%$$

$$\Delta U=0,64 \cdot 5,5=3,52\% \leq 5\%$$

Принимаем кабель ААШВ-3х240 мм²

Принимаем по два взаиморезервирующих ввода на каждое ВРУ кабелями марки ААШВ-3х185 мм². Дальнейший расчет сведем в таблицу 2.15.

Таблица 2.15 – Выбор сечения кабеля на напряжение 0,4 кВ

№ КТП	№ дома	P, кВт	L, км	Ma, кВт·км	I _p , А	I _{доп} , А	F, мм ²	ΔU _{тб} , %	ΔU
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	4	229,57	0,034	7,8	248,9	270	240	0,64	2,78
	3	305,7	0,027	4,2	258,7	270	240	0,64	2,68
	12	55,95	0,063	3,52	83,9	100	120	0,07	0,25
2	10	124,7	0,09	9,4	187,12	200	185	0,189	1,7
	11	124,7	0,130	5,7	187,12	200	185	0,189	1,1
	2	305,7	0,072	5,5	258,7	270	240	0,64	3,52
3	1	531,49	0,02	10,6	797,55	820	240	0,45	4,77
	5	16,2	0,03	0,486	24,3	100	120	0,189	0,09
4	6	124,7	0,010	1,2	187,12	200	185	0,189	0,22
	7	124,7	0,013	1,62	187,12	200	185	0,189	0,3
	8	124,7	0,009	1,12	187,12	200	185	0,189	0,21
	9	124,7	0,014	1,74	187,12	200	185	0,189	0,33

3.7.2 Выбор оборудования на напряжение 0,4 кВ

Для защиты линий 0,4 кВ будем использовать выключатели ВА 57.

Выключатели выбираем по условиям:

$$I_{\text{ном,а}} \geq I_{\text{раб}}; \quad (2.30)$$

$$I_{\text{ном,расц,т}} \geq I_{\text{раб}}; \quad (2.31)$$

$$I_{\text{ном,расц,э}} \geq I_{\text{раб}}; \quad (2.32)$$

Таблица 2.16 - Выбор выключателей на 0,4 кВ

№ КТП	№ Жилого дома	Кол-во выкл	$I_{\text{раб}}$, А	Тип выключателя	$I_{\text{ном,а}}$, А	$I_{\text{расч,расц,т}}$, А	$I_{\text{ном,расц,э}}$, А	$I_{\text{откл}}$, КА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ж.д № 3	2	248,9	ВА 57-39	250	316,8	260	40
	Ж.д № 4	2	258,7	ВА 57-39	260	324,7	260	40
	Ж.д № 12	2	83,9	ВА 57-35	100	107,8	100	40
2	Ж.д № 10	2	187,12	ВА 57-35	200	227,6	200	40
	Ж.д № 11	2	187,12	ВА 57-35	200	227,6	200	40
	Ж.д № 2	2	258,7	ВА 57-39	260	324,7	260	40
3	Ж.д № 1	2	797,55	ВА 55-41	810	825,9	810	40
	Ж.д № 5	2	24,3	ВА 57-35	100	47,5	100	40
4	Ж.д № 6	2	187,12	ВА 57-39	200	227,6	200	40
	Ж.д № 7	2	187,12	ВА 57-35	200	227,6	200	40
	Ж.д № 8	2	187,12	ВА 57-39	200	227,6	200	40
	Ж.д № 9	2	187,12	ВА 57-39	200	227,6	200	40

3.8 Определение потерь мощности, напряжения и активной энергии

Найдем потери напряжения, потери мощности, потери активной энергии в проводах по формулам:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб}} \cdot L \cdot (r_{\text{уд}}/n \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}}/n \cdot \sin\varphi)}{U_{\text{ном}}} * 100\%, \quad (2.33)$$

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot r_{\text{уд}}/n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}; \quad (2.34)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot x_{\text{уд}}/n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВАр}; \quad (2.35)$$

$$\Delta A = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.36)$$

τ – время максимальных потерь, $\tau=2988$ ч

Дальнейший расчет сведем в таблицу 2.17

Таблица 2.17 – Расчет мощности и активной энергии для линий.

Участок	L, км	Сечение	cosφ	$r_{уд}, \text{ Ом} / \text{ км}$	$x_{уд}, \text{ Ом} / \text{ км}$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, \text{ кВт}$	$\Delta Q, \text{ кВАр}$	$\Delta A, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,02	3x240	0,87	1,17	0,113	0,086	3,7	2,05	11,05
2	0,072	3x270	0,9	0,84	0,095	0,56	10,9	8,71	35,56
3	0,138	3x270	0,92	0,84	0,095	0,88	25,8	19,7	77,09
4	0,034	3x270	0,98	0,84	0,095	0,59	7,7	6,8	23,01
5	0,03	3x120	0,92	0,081	0,258	0,038	5,7	4,3	17,03
6	0,01	3x185	0,92	0,077	0,167	0,95	4,8	3,1	14,34
7	0,013	3x185	0,87	0,077	0,167	0,68	7,8	5,2	23,31
8	0,009	3x185	0,98	0,077	0,167	0,08	6,5	4,9	19,42
9	0,014	3x185	0,92	0,077	0,167	0,12	6,9	5,2	20,62
10	0,09	3x185	0,87	0,077	0,167	0,17	17,5	9,7	52,29
11	0,130	3x185	0,98	0,077	0,167	0,15	9,1	7,3	27,19
12	0,063	3x120	0,87	0,081	0,258	0,17	15,2	11,6	45,41
13									
Итого									366,32

3.9 Расчет укрупненных показателей капиталовложений

Экономичность затрат определяется по формуле:

$$Z = E \cdot K + I + \Delta A \cdot c \quad (2.37)$$

где $E=0,12$ – нормативный коэффициент.

ΔA - годовая стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах;

I – издержки;

K - величина капитальных затрат;

c – тариф на электроэнергию;

$$I = (I_a + I_p + I_o) \cdot K$$

I_a – издержки на амортизацию;

I_p – издержки на ремонт;

I_o – издержки на обслуживание.

Проведем расчет для кабельных линий и выключателей.

Расчет стоимости строительства КЛ:

Технические показатели КЛ.

Количество линий – одна.

Марка кабеля – ААШв.

Тип опор – железобетонные.

Общая характеристика района прохождения КЛ.

Месторасположение кабельной линии – Республика Хакасия.

Характеристика и технико-экономические показатели КЛ.

Протяженность КЛ:

$$L_1 = 0,075 \text{ км};$$

$$L_2 = 0,072 \text{ км};$$

$$L_3 = 0,018 \text{ км};$$

$$L_4 = 0,034 \text{ км};$$

$$L_5 = 0,138 \text{ км};$$

$$L_6 = 0,063 \text{ км};$$

$$L_7 = 0,02 \text{ км};$$

$$L_8 = 0,03 \text{ км};$$

$$L_9 = 0,010 \text{ км};$$

$$L_{10} = 0,09 \text{ км};$$

$$L_{11} = 0,130 \text{ км};$$

$$L_{12} = 0,014 \text{ км};$$

Сечение линий и цена кабеля см таблицу 2.15:

ААШв 3х185 = 938,59 рублей за 1 метр кабеля,

ААШв 3х240 = 1144,34 рублей за 1 метр кабеля,

ААШв 3х120 = 757,56 рублей за 1 метр кабеля,

ААШв 3х185 = 269,4 рублей за 1 метр кабеля.

Таблица 2.18 – Расчет затрат на строительство КЛ.

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
Участок 1	$938,59 \cdot 0,075$	70,39
Участок 2	$938,59 \cdot 0,046$	43,17
Участок 3	$1144,34 \cdot 0,018$	20,59
Участок 4	$1144,34 \cdot 0,034$	38,57
Участок 5	$1144,34 \cdot 0,138$	157,92
Участок 6	$757,56 \cdot 0,063$	47,73
Участок 7	$1144,34 \cdot 0,02$	22,88
Участок 8	$757,56 \cdot 0,03$	22,73
Участок 9	$269,4 \cdot 0,010$	2,69
Участок 10	$269,4 \cdot 0,013$	3,5
Участок 11	$269,4 \cdot 0,009$	2,4
Участок 12	$269,4 \cdot 0,014$	3,77
Итого		436,34

- строительные-монтажные работы

$$436,34 \cdot 7,64 = 3333,63 \text{ тыс. руб.},$$

где 7,64 - индекс изменения сметной стоимости строительных-монтажных работ по видам строительства (без учета НДС).

- оборудование

$$436,34 \cdot 4,57 = 1994,07 \text{ тыс. руб.},$$

где 4,57 - индекс изменения сметной стоимости оборудования (без учета НДС)

- пусконаладочные работы

$$436,34 \cdot 10,28 = 4485,57 \text{ тыс. руб.},$$

где 10,28- индекс изменения сметной стоимости строительных-монтажных работ по видам строительства (без учета НДС).

- прочие затраты

$$436,34 \cdot 8,14 = 3551,81 \text{ тыс. руб.},$$

где 8,14 - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (без учета НДС).

$$\text{Всего: } 3333,63 + 1994,07 + 4485,57 + 3551,81 = 13365,08 \cdot 1,09 \\ = 14567,93 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет стоимости выключателей.

Таблица 2.19 – Расчет затрат на выключатели

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
Автоматические выключатели		
ВА 57-35	5·5890	29450
ВА 57-39	6·6780	40680
ВА 57-41	1·9500	9500
Итого		79630

- строительные-монтажные работы

$$79630 \cdot 0,19 \cdot 5,85 = 88508,74 \text{ тыс. руб.},$$

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

- оборудование

$$79630 \cdot 0,6 \cdot 3,94 = 188245,32 \text{ тыс. руб.},$$

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

- пусконаладочные работы

$$79630 \cdot 0,04 \cdot 12,64 = 40260,93 \text{ тыс. руб.},$$

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

- прочие затраты

$$79630 \cdot 0,17 \cdot 7,74 = 104777,15 \text{ тыс. руб.},$$

где 7,74 - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (без учета НДС).

$$\text{Всего: } 88508,74 + 188245,32 + 40260,93 + 104777,15 = 421792,14 \cdot 1,09 = 459753,43 \text{ тыс. руб.}$$

$$K = 436,34 + 459753,43 = 460314,98 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\text{КЛ}} = (I_a + I_p + I_o) \cdot K = (0,01 + 0,025 + 0,02) \cdot 436,34 = 30,88 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\text{ВЫКЛ}} = 0,093 \cdot 459753,43 = 42757,06 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Sigma} = 42787,94 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Delta A = 366,32 \text{ МВт} \cdot \text{ч (табл.2.17).}$$

$$Z_{\Gamma} = E \cdot K + I + \Delta A \cdot c = 0,12 \cdot 460314,98 \cdot 1,18 + 42787,94 \cdot 1,18 + 366,32 \cdot 27,8 = 125854,04 \text{ тыс.руб.}$$

$$c = 27,8 \text{ руб/МВтч} - \text{тариф на потери ээ.}$$

3.10 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

3.10.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания в сети до 1 кВ

Для установки напряжением до 1 кВ при расчете токов короткого замыкания считается, что мощность питающей системы не ограничена и

напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора является неизменным.

Токи КЗ будем рассчитывать до самых близких зданий.

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

$$Z_{10/0,4} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}}; \quad (2.38)$$

где $I_{\text{КЗ}}$ – ток КЗ элементов системы электроснабжения высшего напряжения;

$U_{\text{ср}}$ - среднее номинальное напряжение

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

Для примера рассмотрим ТП №2 (до дома №4).

Расчетная схема имеет вид:

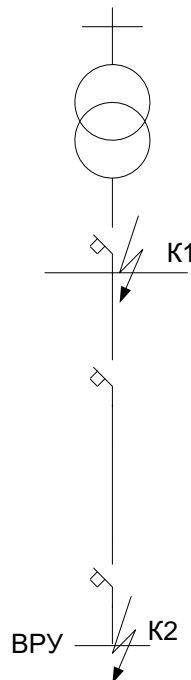


Рисунок 2.5 – Расчетная схема

Приведем сопротивления системы электроснабжения высшего напряжения к напряжению 0,4 кВ по формуле (2.37):

$$Z_{\Sigma 10/0.4} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 10.575} = 0,00057 \text{ Ом};$$

Сопротивление трансформаторов определяется по формулам:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_k}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{U_H^2 \cdot 10^6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.39)$$

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{\left(\frac{U_k\%}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2} \cdot \frac{U_H^2 \cdot 10^6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.40)$$

Сопротивления трансформатора ТМЗ-630/10/0,4

$$R_{\text{тр}} = \frac{6,4}{630} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{630} = 0,003 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{6,4}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4 \cdot 10^6}{630} = 0,005 \text{ Ом};$$

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высокой стороны и трансформатора, должно учитывать переходное сопротивление контактов $R_{\text{доб}}$. Поэтому вводим $R_{\text{доб}} = (10 \div 20) \text{ мОм}$

$$R = R_{\text{тр}} + R_{\text{доб}} = 0,003 + 0,010 = 0,008 \text{ мОм}. \quad (2.41)$$

Суммарное сопротивление:

$$Z_{\Sigma 0,4} = \sqrt{(R)^2 + (X_{\text{тр}})^2} + Z_{\Sigma 10/0.4}, \quad (2.42)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,008)^2 + (0,005)^2} + 0,00057 = 0,00957 \text{ Ом};$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К1 найдем по формуле:

Базисную мощность принимаем равной $S_6 = 100 \text{ МВА}$.

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (кА)}. \quad (2.43)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{I_6}{X_c} = \frac{5,5}{0,18} = 30,5 \text{ (кА)}.$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К2 найдем по формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.44)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,00957} = 16,86 \text{ кА}.$$

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

Ударный ток для точки К1:

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 30,05 = 42,4 \text{ кА}; \quad (2.45)$$

Ударный ток для точки К2:

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 16,82 = 23,7 \text{ кА};$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 2.20.

Таблица 2.20 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№	$Z_{10/0,4}$, Ом	$Z_{0,4}$, Ом	$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{КЗ}}^{(2)}$, кА	$i_{\text{уд1}}$, кА	$i_{\text{уд2}}$, кА
1	2	3	4	5	6	
1	0,00057	0,00957	30,5	16,86	42,4	23,7
2	0,012	0,0034	22,7	12,8	37,8	19,7
3	0,089	0,007	27,6	15,9	39,7	18,7
4	0,0057	0,0004	26,9	13,8	33,5	19,2

Проверим автоматические выключатели марки ВА 57-39, ВА 57-35, ВА 57-41;

Номинальная отключающая способность $I_{\text{откл, ном}}=40 \text{ кА}$,

Так как $I_{\text{откл, ном}} \geq I_{\text{КЗ}}$, то все автоматы выбраны правильно, и подходят по отключающей способности к токам КЗ.

3.10.2 Расчет токов однофазного короткого замыкания в сети до 1 кВ

Для правильного выбора параметров релейной защиты и автоматики в системе электроснабжения наряду с токами трехфазных КЗ необходимо знать токи несимметричных КЗ – в нашем случае однофазное КЗ, для проверки чувствительности автоматов к таким КЗ.

Для расчета $I_{кз}^{(1)}$ по ПУЭ рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_n}, \quad (2.46)$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение сети; $Z_T/3$ - сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус.

Полное сопротивление петли фазный - нулевой провод:

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_d + R_n + R_{тт} + R_a)^2 + (X' + X_{тт} + X_a)^2}, \quad (2.47)$$

где R_{ϕ} , R_n - суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП - ЭП - ТП).

Для проводов из цветных металлов R_{ϕ} и R_n равны омическому сопротивлению при $f = 50$ Гц; R_d - сопротивление дуги в точке КЗ принимается равным 30 мОм; $R_{тт}$, $X_{тт}$ - активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока $R_{тт} = 0,15$ мОм; $X_{тт} = 0,21$ мОм; R_a , X_a - активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей; X' - внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным 600 мОм/км.

$Z_T = 129$ мОм для трансформатора мощностью 630 кВА .

$Z_T = 81$ мОм для трансформатора мощностью 1000 кВА .

Рассмотрим расчет однофазного КЗ в точке К1

$R_{\phi} = R_n = R_{кЛ1} = 10,6$ мОм;

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(10,6 + 30 + 10,6 + 0,15 + 0,4)^2 + (16,2 + 0,21 + 0,99)^2} \\ = 51,48 \text{ мОм,}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\Gamma}}{3} + Z_{\Pi}} = \frac{220}{\frac{129}{3} + 51,48} = 2,3 \text{ кА.}$$

Для остальных точек расчет аналогичен.

Результаты расчетов сведем в таблицу 2.21

3.10.3 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам КЗ

Проверка на отключающую способность защитных аппаратов осуществляется по выражению:

$$I_{\text{откл. ном}} \geq I_{\text{КЗ}}. \quad (2.48)$$

Таблица 2.21– Проверка автоматических выключателей жилком секторе

№ КТП	Тип автомата	$I_{\text{откл. ном. а}}, \text{ кА}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$
1	2	3	4
1	ВА57-35	40	2,3
2	ВА57-39	40	3,88
3	ВА57-41	40	5,9
4	ВА57-39	40	3,99

Так как $I_{\text{откл. ном}} \geq I_{\text{КЗ}}$, то все автоматы выбраны правильно, и подходят по отключающей способности к токам КЗ.

Проверка чувствительности автоматических выключателей на линиях к однофазным КЗ выполняется по условию чувствительности (для автоматов с обратозависимой характеристикой):

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{\text{ном. расц.}} \quad (2.49)$$

Проверка представлена в таблице 2.22.

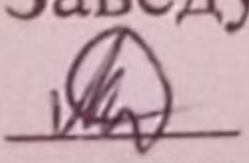
Таблица 2.22 – Проверка автоматических выключателей жилом секторе

№ КТП	Тип автомата	$I_{\text{ном.расц}}$, кА	$I_{\text{кз}}$, кА
1	2	3	4
1	ВА57-35	400	2,3
2	ВА57-35	250	3,88
3	ВА57-41	400	5,9
4	ВА57-39	250	3,99

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

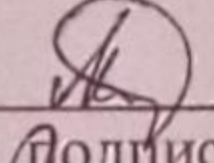
УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись А. С. Торопов
инициалы, фамилия
«30» 06 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

«Электроснабжение нового жилого района по ул. Комарова г. Абакан
тема

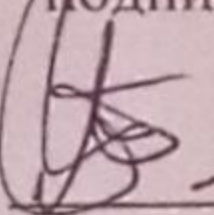
Руководитель


подпись, дата 29.06.23

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

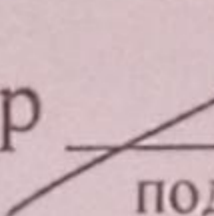
А. С. Торопов
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата 29.06.23

Н. А. Лепешкин
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата 29.06.2023

И. А. Кычакова
инициалы, фамилия