Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

_____/И.М. Кирпичникова
«____»_____/2020 г.

Электроснабжение жилого комплекса поселка «Чурилово»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.203.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
к.т.н., доцент
_____/А.М. Ершов
«____»_____/2020 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент
_____/И.В. Скуртова
«____»_____/2020 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____/В.В. Пястолов
«____»_____/2020 г.

Автор проекта:
студент группы П-475
_/Р.Р. Шарифуллин
_____/2020 г.

Нормоконтролер
к.т.н., доцент

_____/В.В. Пястолов
«____»_____/2020 г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Шарифуллин Р.Р. Электроснабжение жилого комплекса поселка «Чурилово»– Челябинск, ЮУрГУ, П-475, 2020 г, 130 с, 23 ил., 46 табл., библиогр. список – 26 наим., 5 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен вариант проектирования электроснабжения жилого комплекса поселка «Чурилово». Выполнен расчет электрических нагрузок жилых, общественных зданий и учреждений, а также расчет наружной осветительной сети. Произведен выбор силовых трансформаторных подстанций с проверкой их по перегрузочной способности.

Выбрана и рассчитана схема внешнего и внутреннего электроснабжения 10 и 0,4 кВ. Произведен расчет токов короткого замыкания для сети 10 и 0,4 кВ, на основании этих расчетов выбрано электрооборудование 10 и 0,4 кВ. Произведен расчет компенсации мощности на шинах 10 кВ. Также была рассмотрена релейная защита сетей 10 кВ и раздел безопасности жизнедеятельности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА 9
ВВЕДЕНИЕ 10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
Вывод по разделу 1 11
2 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ 12
Вывод по разделу 2 14
3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МИКРОРАЙОНА
3.1 Расчет нагрузок жилых зданий микрорайона 15
3.2 Расчет электрических нагрузок дома по адресу ул.Эльтонская 2-я 53 . 17
3.3 Расчет нагрузок общественных зданий и учреждений микрорайона 20
3.4 Расчет нагрузок рассматриваемого дома 23
3.5 Расчет осветительной нагрузки микрорайона 25
Вывод по разделу 3 29
4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ
4.1 Выбор трансформаторов устанавливаемых в городских ТП 30
4.2 Расчет потерь в трансформаторах городских ТП 43
4.3 Центры электрических нагрузок 44
4.4 Составление картограммы электрических нагрузок 47
Вывод по разделу 4 49
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА
5.1 Выбор вариантов электроснабжения 51
5.2 Расчет двухлучевой схемы 53
5.3 Расчет кольцевой сети 57
5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов 62
Вывод по разделу 5 66
6 ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ ОТ П/СТ «ТЕПЛИЧНАЯ» 10 КВ 67
Вывод по разделу 6 68
7 ВЫБОР ДВОРОВЫХ СХЕМ ПИТАНИЯ 0,4 КВ
7.1 Выбор вариантов электроснабжения и расчет питающих линий 70
7.2 Выбор кабельных линий 0,4 кВ 71
Вывод по разделу 7 74
8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ
8.1 Расчет токов КЗ на стороне высокого напряжения 75
8.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ 81
Вывод по разделу 8 91
9 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 10 И 0,4 КВ 92
9.1 Выбор электрооборудования 10 кВ 92

9.2 Выбор электрооборудования 0,4 кВ 99
Выводы по разделу 9 102
10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 103
Выводы по разделу 10 104
11 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ, УСТАНОВЛЕННОЙ НА СЕКЦИОННОМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА (РП) И В НАЧАЛЕ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ КЛ1
11.1 Организация защиты на секционном выключателе на РП 105
11.2 Селективная защита 105
11.3 Мгновенная токовая отсечка 106
11.4 Организация защиты в начале кабельной линии на 10 кВ 107
11.5. Расчет защит от ОЗЗ 114
Вывод по разделу 11 116
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ
12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции 117
12.2 Конструктивная часть трансформаторной подстанции 117
12.3 Электрозащитные средства 118
12.4 Электробезопасность 119
12.5 Защитное заземляющие устройство трансформаторной подстанции 119
12.5 Пожарная безопасность на трансформаторной подстанции 122
12.6 Молниезащита трансформаторной подстанции 123
12.7 Освещение трансформаторной подстанции 125
Вывод по разделу 12 127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 128
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 129
ПРИЛОЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ А 131
ПРИЛОЖЕНИЕ Б 132
ПРИЛОЖЕНИЕ В 133
ПРИЛОЖЕНИЕ Г 134
ПРИЛОЖЕНИЕ Д 135

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1) Объекты электроснабжения – жилые дома, общественные здания и сооружения.

2) Основные потребители электроэнергии – освещение внутреннее и уличное, бытовые электроприборы, электродвигатели лифтов, насосов и вентиляторов.

3) Полная расчетная мощность электроприемников жилых и общественных зданий – 8508,5 кВА.

4) Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – II.

5) Количество ТП – 9, в 7-и ТП установлены трансформаторы типа ТМГ-630-10/0,4, в 2-х ТП рансформаторы типа ТМГ-1000-10/0,4 и ТМГ-400-10/0,4. ТП1 совмещена с РП. Питание ТП предусматривается по кольцевой схеме.

6) Сети 10 кВ выполняются кабелями марки АПвБП, сети 0,4 кВ выполняются кабелями марки АПВБбШвнг-LS, кабели прокладываются на глубине 0,7 м. под газонами и тротуарами и на глубине 1,0 м. под проездами с защитой асбоцементными трубами диаметром 100 мм.

7) Конструктивно ТП и РТП размещаются в бетонных оболочках «Балтика» фирмы «ЭлТехника».

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе рассмотрен расчет системы электроснабжения микрорайона. Под системой электроснабжения микрорайона понимают совокупность электрических станции (передача электроэнергии от внешних источников к районным (городским) понижающим подстанциям осуществляется электрическими сетями на напряжении 35—110 кВ и выше. К этой сети присоединяются электростанции, расположенные на территории города), понижающих и распределительных подстанции обеспечивающих электрической энергией потребителей, расположенных на территории микрорайона – жилые и общественные здания, а также в ряде случаев предприятия.

Качественное и надежное электроснабжение потребителей обеспечивается правильно выбранной схемой электроснабжения в зависимости от категории объекта по надежности. Городские сети напряжением 10/0,4 кВ выполняют, в основном кабельными линиями, исходя из условия безопасности, ограниченного пространства и эстетических соображений. Так как кабельные сети эксплуатируются длительное время и их сооружение требует значительных затрат, то при проектировании особое внимание уделяется правильному выбору марки кабеля, его сечения, защитной аппаратуры.

В настоящее время в городах используется напряжение 10 кВ, а в крупных и крупнейших городах - системы электроснабжения по принципу «глубокий ввод».

Рассматриваемый микрорайон находится на территории города Челябинск, граничные улицы Зальцмана, Черничная, Сергея Герасимова, Трашутина, Эльтонская 2-я.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Микрорайон расположен на территории города Челябинск, в границах улиц: улицы Зальцмана, Трашутина, Сергея Герасимова, Эльтонская 2-я, Ферганская. Его окружают магистральные улицы общегородского и районного значения, а по территории проходят улицы местного значения и проезжие, пешеходные зоны. Общая площадь микрорайона составляет 47,01.

В данном микрорайоне преобладают жилые дома повышенной этажности, в них имеются лифтовые пассажирские установки и санитарно-технические устройства, также есть дома средней этажности. Общая площадь квартир в жилых домах, в основном, от 35 до 100 м2. В большинстве домов превалируют электрические плиты, но имеется несколько домов с газовыми плитами. Всего на территории микрорайона расположено 42 жилых зданий. Помимо жилых домов, на территории микрорайона размещены общественные здания – детские сады, администрация, а также предприятия торговли, общественного питания и сферы услуг.

Всего в микрорайоне:

- 19 жилых домов с этажностью 10 этажей
- 1 жилой дом этажностью 6 этажей
- 9 жилых домов с этажностью 9 этажей
- 13 жилых с этажностью 5 этажей
- 1 жилой дом 14 этажей

Большую часть потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения составляют потребители второй категории – жилые дома высотой выше 9 этажей. Среди остальных потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения в микрорайоне есть жилые здания с этажностью 14 этажей, которые являются потребителем первой категории. К потребителям второй категории отнесены магазины площадью более 250 м2, а также учреждения образования и детские сады.

Квартиры в жилых домах можем отнести к II-III категории электроснабжения.

Вывод по разделу 1

В данном разделе мною была рассмотрена инфраструктура рассматриваемого микрорайона, которая необходима для дальнейших расчетов.

2 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Любой выключатель, применяемый в высоковольтных сетях, должен надежно и быстро отключать и включать электрические цепи и оборудование в нормальном и аварийном режимах энергосистемы. При коммутации в высоковольтных сетях, токи в которых могут достигать десятки тысяч ампер при коротких замыканиях, возникает электрическая дуга между контактами выключателя. Это может привести к человеческим жертвам, повреждениям самого выключателя и близстоящего оборудования. Для предотвращения возникновения дуги в высоковольтных выключателях используют специальное дугогасительное устройство (дугогасительная камера), в которой расположены контакты выключателя. Внутри камеры создается вакуум с давлением около 10−5 мм рт. ст., электрическая прочность которого в десятки раз больше воздуха в нормальных условиях.

Таким образом, вакуумный высоковольтный выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для операций включения и выключения в цепях от 6 кВ и выше, который в качестве среды для гашения дуги используют вакуум.

В настоящее время на рынке присутствует приличное число отечественных и зарубежных компаний, которые производят вакуумные выключатели. В данном разделе сделаем сравнение вакуумных выключателей серии BB/TEL от отечественной компании «Таврида электрик» и выключателей серии Evolis от французской компании Merlin Gerin (Schneider Electric).

В таблице 2.1 представлены каталожные данные этих выключателей.

Таблица2.1

Сравниваемые параметры	Данные выключателя BB/TEl	Данные выключателя Evolis
Номинальный ток, А	630,1000,1600,2000	630,1250,2500
Номинальное напряжение, кВ	6-20	6-20
Номинальный ток отключения, кА	12,5;20;25;31.5	25;31,5;40
Время Отключения, мс	70	60
Механический ресурс, операций В-0	50000	25000

Продолжение Таблицы 2.1

Коммутационный ресурс, отключений при номинальном токе отключения	100	100
Срок службы	25	30
Цена в рублях	198000	253000

Проводя сравнительный анализ выключателей, можно сказать что обе компании выпускают выключатели на 6-20 кВ. Зарубежный производитель выигрывает в таких параметрах как номинальный ток, ток отключения, время отключения, но серьезно проигрывает по механическому и коммутационному ресурсу, а также выходит дороже примерно на 60 тыс. рублей.

Отличительная особенность конструкции вакуумных выключателей серии BB/TEL по сравнению с традиционными коммутационными аппаратами заключается в использовании принципа соосности электромагнита камеры в каждом полюсе выключателя, которые механически соединены между собой общим валом.

Оригинальность конструкции выключателей BB/TEL позволила достичь следующих преимуществ по сравнению с другими коммутационными аппаратами:

-высокий механический и коммутационный ресурс;

-малые габариты и вес;

-небольшое потребление энергии по цепям управления;

-возможность управления по цепям постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока;

-простота встраивания в различные типы КРУ и КСО и удобство организации необходимых блокировок;

-отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы;

-доступная цена.

На рисунке 1 представлен общий вид данного выключателя. 1,2— подключение главных цепей; 3 — кнопка ручного отключения; 4 — заземление; 5 — подключение вторичных цепей.

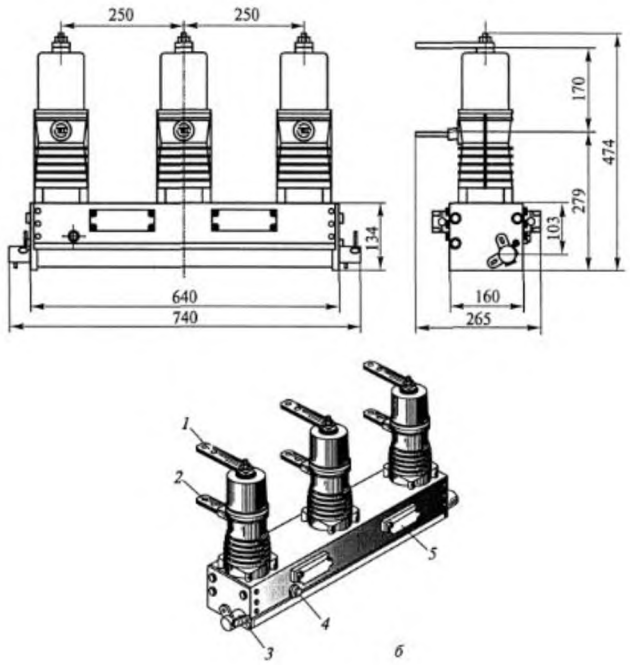

Рисунок 2.1- Общий вид выключателя ВВ-TEL

Отличительная особенность выключателей серии Evolis – оснащение их лучшими в мире вакуумными ДГК, герметично запаянный корпус, который позволяет поддерживать в течение 30 лет высокий (менее чем 10–2Па) уровень вакуума внутри выключателя, достаточный для обеспечения изоляции между контактами.

Рисунок 2.2 - Вакуумные выключатели EVOLIS 6-20кВ

Вывод по разделу 2

Вакуумные выключатели являются одним из наиболее востребованных сегодня типов коммутационного оборудования высоковольтных сетей. Они обладают высокой надежностью, безопасны, долговечны. Выключатели от отечественных производителей немного уступают по характеристикам зарубежным, но являются намного доступнее и выгоднее.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МИКРОРАЙОНА

3.1 Расчет нагрузок жилых зданий микрорайона

Расчетная электрическая нагрузка квартир (кВт), приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв.уд.} \cdot N, \quad (3.1)$$

где $P_{кв.уд.}$ удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (жилых зданий) по таблице 2.1.1 [1,2], кВт/квартира;

N – количество квартир.

Расчетная реактивная нагрузка квартир (кВАр), приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

$$Q_{кв} = P_{кв.уд.} \cdot N \cdot tg\varphi_{кв}, \quad (3.2)$$

где $tg\varphi_{кв}$– значение коэффициента реактивной мощности для квартир (жилых зданий) по табл. 2.1.4 [1,2].

Если количество квартир в рассматриваемом жилом доме не соответствует табличному значению, то удельную расчетную мощность определяют по формуле:

$$P_{кв.уд.(N)} = P_{кв.уд.(N1)} - \frac{P_{кв.уд.(N_1)} - P_{кв.уд.(N_2)}}{N_2 - N_1} \cdot (N_\Sigma - N_1), \quad (3.3)$$

где $P_{кв.уд.(N1)}, P_{кв.уд.(N2)}$ – удельные расчетные мощности для квартир в рассматриваемом интервале, кВт/кв; N_1, N_2 – количество квартир для приведенных значений удельной мощности, шт.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников (кВт), приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_c = P_{р.л.} + P_{р.ст.у.}, \quad (3.4)$$

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

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

Так как никаких данных по санитарно-техническим устройствам нет, эти данные могут быть изложены в типовом проекте на жилой дом, учтем, что количество санитарно-технических устройств привязано к числу подъездов (например устройства вентиляции, дымоудаления, подкачка воды):

То в расчетах принимаем, к установке санитарно-технические устройства в домах с повышенной этажностью, ориентировочная активная мощность санитарно-технических устройств (кВт) [ф.4.15 Шведов МЭИ] определяется по формуле:

$$P_{с.ту.} = 0{,}05 \cdot N \qquad (3.5)$$

Активная мощность лифтовых установок (кВт), определяется по формуле:

$$P_{р.л.} = k_{с}^{`} \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{ni}, \qquad (3.6)$$

где $k_{с}^{`}$– коэффициент спроса по табл. 2.1.2 [1];

n – количество лифтовых установок;

P_{ni} установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Расчетная реактивная нагрузка лифтов (кВАр) определяется по формуле:

$$Q_{р.л.} = P_{р.л.} \cdot tg\varphi_{л}, \qquad (3.7)$$

где $tg\varphi_{л}$– значение коэффициента реактивной мощности для лифтов по табл. 2.1.4 [1,2].

Расчетная активная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников (кВт), определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_{у} \cdot P_{с}, \qquad (3.8)$$

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

$P_{с}$ – расчетная нагрузка силовых электроприемников (активная расчетная мощность лифтов и санитарно-технических устройств) жилого дома, кВт;

$k_{у}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9).

Расчетная реактивная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников (кВАр), определяется по формуле:

$$Q_{р.ж.д.} = Q_{кв} + k_{у} \cdot \left(Q_{р.л.} + Q_{р.ст.у.}\right). \qquad (3.9)$$

Полная расчетная мощность на вводе в жилое здание (кВА), определяется по формуле:

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{P^2_{р.ж.д.} + Q^2_{р.ж.д.}}\,. \qquad (3.10)$$

3.2 Расчет электрических нагрузок дома по адресу ул.Эльтонская 2-я 53

Произведем расчет электрической нагрузки дома ул. Эльтонская 2-я 53:

Дом состоит из 3 подъездов с общим числом квартир 109 на весь дом, количество этажей – 10, плиты пище приготовления - электрические:

Рассчитаем величину удельной мощности для 109 квартир:

$$P_{кв.уд.(109)} = 1{,}5 - \frac{1{,}5 - 1{,}36}{200 - 100} \cdot (109 - 100) = 1{,}488 кВт/кв.$$

Рассчитаем величину активной мощности, приходящейся на дом:

$$P_{кв} = 1{,}488 \cdot 109 = 162{,}19 кВт.$$

Величина реактивной мощности:

$$Q_{кв} = 162{,}19 \cdot 0{,}39 = 63{,}254 \text{ кВАр}.$$

Мощность санитарно-технических устройств:

$$P_{с.ту.} = 0{,}05 \cdot 109 = 5{,}45 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность санитарно-технических устройств:

$$Q_{с.ту.} = 5{,}45 \cdot 0{,}75 = 4{,}087 \text{ кВАр}.$$

Активная мощность лифта с учетом приведения к длительному режиму (ПКР):

$$P_{р.л.} = 5 \cdot 3 \cdot 0{,}8 = 12 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность лифта

$$Q_{р.л.} = 12 \cdot 1{,}17 = 14{,}04 \text{ кВАр}.$$

Суммарная активная и реактивная мощность лифтов и санитарно-технических устройств с учетом коэффициента участия в максимуме:

$$P_{\Sigma} = 0{,}9 \cdot (5{,}45 + 12) = 15{,}705 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma} = 0{,}9 \cdot (4{,}087 + 14{,}04) = 16{,}314 \text{ кВАр.}$$

Суммарная активная и реактивная нагрузка на вводе дома:

$$P_{р.ж.д.} = 162{,}19 + 15{,}705 = 177{,}895 \text{ кВт,}$$

$$Q_{р.ж.д.} = 63{,}25 + 16{,}31 = 79{,}54 \text{ кВАр.}$$

Полная мощность на вводе в дом:

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{177{,}89^2 + 79{,}54^2} = 194{,}88 \text{ кВА.}$$

Расчеты проводим для остальных жилых домов микрорайона. Результаты расчета заносятся в таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Расчет нагрузки жилых зданий микрорайона

Улица	№ домов	Количество			Тип плит для пищеприготовления	Количество лифтов	Скорость движения лифта, м/с	Руд.кв., кВт/кв	Кол-во и мощность лифтов (с учетом приведения ПВ=40% к длительному режиму)		Ку	Коэффициент спроса лифта Кс	Мощность СТУ распределяемая между подъездами	Коэффициенты реактивной мощности			Рр.л.,кВт	Qр.л.,кВАр	Рр.жд., кВт	Qр.жд., кВАр	Sр.жд., кВА	Категория по надёжности
		подъездов Nп.	этажей Nэ.	квартир Nкв.					Nл.	Рл.				квартир	лифтов	СТУ					
														tgφкв.	tgφл.	tgφл.					
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16		17	18	19	22	23	24
Зальцмана	8	4	10	146	Электрические	4	1	1,435	4	5	0,9	0,7	7,3	0,39	1,17	0,75	14	16,38	228,68	101,38	250,14	2
Зальцмана	10	6	10	214	Электрические	6	1	1,354	6	5	0,9	0,65	10,7	0,39	1,17	0,75	19,5	22,82	316,94	140,76	346,79	2
Зальцмана	14	4	10	146	Электрические	4	1	1,435	4	5	0,9	0,7	7,3	0,39	1,17	0,75	14	16,38	228,68	101,38	250,14	2
Зальцмана	16	6	10	207	Электрические	6	-	1,357	6	5	0,9	0,65	10,35	0,39	1,17	0,75	19,5	22,82	307,76	137,07	336,91	2
Зальцмана	18	1	14	91	Электрические	2	1	1,545	2	5	0,9	0,9	4,55	0,39	1,17	0,75	9	10,53	152,79	67,38	166,99	2
Зальцмана	20	3	10	108	Электрические	3	-	1,489	3	5	0,9	0,8	5,4	0,39	1,17	0,75	12	14,04	176,47	79,00	193,35	2
Зальцмана	22	2	10	79	Электрические	2	-	1,148	2	5	0,9	0,8	3,95	0,39	1,17	0,75	8	9,36	101,41	46,44	111,54	2
пер. Лобинский 10-й	1	4	5	40	Электрические	-	1	1,950	-	-	0,9	-	2	0,39	-	0,75	-	-	79,8	31,77	85,89	3
пер. Лобинский 10-й	2	6	5	88	Электрические	-	1	1,560	-	-	0,9	-	4,4	0,39	-	0,75	-	-	141,24	56,51	152,13	3
пер. Лобинский 10-й	3	6	5	72	Электрические	-	1	1,640	-	-	0,9	-	3,6	0,39	-	0,75	-	-	121,32	48,48	130,65	3
пер. Лобинский 10-й	3а	1	5	15	Электрические	-	1	1,299	-	-	0,9	-	0,75	0,39	-	0,75	-	-	20,163	8,11	21,73	3
Сергея Герасимова	21	9	5	127	Электрические	-	1	1,462	-	-	0,9	-	6,35	0,39	-	0,75	-	-	191,389	76,70	206,19	3
Сергея Герасимова	23	5	5	72	Электрические	-	1	1,640	-	-	0,9	-	3,6	0,39	-	0,75	-	-	121,32	48,48	130,65	3
Сергея Герасимова	25	2	10	107	Электрические	2	1	1,490	2	5	0,9	0,8	5,35	0,39	1,17	0,75	8	9,36	171,45	74,21	186,82	2
Сергея Герасимова	27	4	10	123	Электрические	4	1	1,468	4	5	0,9	0,8	6,15	0,39	1,17	0,75	16	18,72	200,50	91,42	220,36	2
Сергея Герасимова	29	5	5	62	Электрические	-	1	1,690	-	-	0,9	-	3,1	0,39	-	0,75	-	-	107,57	42,96	115,83	3
Трашутина	9	3	9	96	Электрические	3	1	1,520	3	5	0,9	0,8	4,8	0,39	1,17	0,75	12	14,04	161,04	72,78	176,72	2
Трашутина	11	2	9	70	Электрические	2	1	1,650	2	5	0,9	0,8	3,5	0,39	1,17	0,75	8	9,36	125,85	55,83	137,68	2
Трашутина	13	3	9	98	Электрические	3	1	1,510	3	5	0,9	0,8	4,9	0,39	1,17	0,75	12	14,04	163,19	73,66	179,04	2
Трашутина	17	3	9	96	Электрические	3	1	1,520	3	5	0,9	0,8	4,8	0,39	1,17	0,75	12	14,04	161,04	72,78	176,72	2
Трашутина	19	2	9	70	Электрические	2	1	1,650	2	5	0,9	0,8	3,5	0,39	1,17	0,75	8	9,36	125,85	55,83	137,68	2
Трашутина	21	3	9	97	Электрические	3	1	1,515	3	5	0,9	0,8	4,85	0,39	1,17	0,75	12	14,04	162,12	73,22	177,89	2
Трашутина	25	3	9	107	Электрические	3	1	1,490	3	5	0,9	0,8	5,35	0,39	1,17	0,75	12	14,04	175,05	78,42	191,81	2
Трашутина	27	2	10	70	Электрические	2	1	1,650	2	5	0,9	0,8	3,5	0,39	1,17	0,75	8	9,36	125,85	55,83	137,68	2
Трашутина	29	3	10	107	Электрические	3	1	1,490	3	5	0,9	0,8	5,35	0,39	1,17	0,75	12	14,04	175,05	78,42	191,81	2
Трашутина	33	8	10	303	Электрические	8	1	1,314	8	5	0,9	0,58	15,15	0,39	1,17	0,75	23	26,91	432,48	189,72	472,26	2
Эльтонская 2-я	18	2	10	80	Электрические	2	1	1,600	2	5	0,9	0,8	4	0,39	1,17	0,75	8	9,36	138,80	61,04	151,63	2
Эльтонская 2-я	20	4	5	70	Газовая	-	1	1,000	-	-	0,9	-	3,5	0,29	-	0,75	-	-	73,15	22,66	76,58	3
Эльтонская 2-я	22	4	5	70	Газовая	-	1	1,000	-	-	0,9	-	3,5	0,29	-	0,75	-	-	73,15	22,66	76,58	3
Эльтонская 2-я	22а	4	5	70	Газовая	-	1	1,000	-	-	0,9	-	3,5	0,29	-	0,75	-	-	73,15	22,66	76,58	3
Эльтонская 2-я	24	6	5	88	Газовая	-	1	0,910	-	-	0,9	-	4,4	0,29	-	0,75	-	-	84,04	26,19	88,03	3
Эльтонская 2-я	24а	4	10	198	Электрические	4	1	1,362	4	5	0,9	0,7	9,9	0,39	1,17	0,75	14	16,38	278,586	126,60	306,00	3
Эльтонская 2-я	26	4	5	56	Газовая	-	1	1,080	-	-	0,9	-	2,8	0,29	-	0,75	-	-	63	19,43	65,93	3
Эльтонская 2-я	30	3	9	81	Электрические	3	1	1,595	3	5	0,9	0,8	4,05	0,39	1,17	0,75	12	14,04	143,64	65,76	157,98	2
Эльтонская2-я	30а	2	9	106	Электрические	2	1	1,491	2	5	0,9	0,8	5,3	0,39	1,17	0,75	8	9,36	170,02	73,64	185,28	2
Эльтонская 2-я	32	4	10	188	Электрические	4	1	1,377	4	5	0,9	0,7	9,4	0,39	1,17	0,75	14	16,38	279,94	122,05	305,39	2
Эльтонская 2-я	34	6	5	72	Электрические	-	1	1,640	-	-	0,9	-	3,6	0,39	-	0,75	-	-	121,32	48,48	130,65	3
Эльтонская 2-я	36	5	10	187	Электрические	5	1	1,378	5	5	0,9	0,7	9,35	0,39	1,17	0,75	17,5	20,48	281,85	125,24	308,42	2
Эльтонская 2-я	47	2	10	72	Электрические	2	1	1,640	2	5	0,9	0,8	3,6	0,39	1,17	0,75	8	9,36	128,52	56,91	140,55	2
Эльтонская 2-я	49	2	10	68	Электрические	2	1	1,660	2	5	0,9	0,8	3,4	0,39	1,17	0,75	8	9,36	123,14	54,74	134,76	2
Эльтонская 2-я	51	3	10	108	Электрические	3	1	1,489	3	5	0,9	0,8	5,4	0,39	1,17	0,75	12	14,04	176,47	79,00	193,35	2
Эльтонская 2-я	53	3	10	109	Электрические	3	1	1,488	3	5	0,9	0,8	5,45	0,39	1,17	0,75	12	14,04	177,90	79,57	194,88	2

Из таблицы 1.1 мы можем взять всю нужную информацию по домам для того чтобы посчитать нагрузку на каждую ТП, также по результатам этой таблицы можно примерно представить какие дома от какой ТП будут питаться. Также, полученные результаты мы будем использовать для нахождения координат центров электрических нагрузок ТП и построения картограммы электрических нагрузок.

3.3 Расчет нагрузок общественных зданий и учреждений микрорайона

Расчетные нагрузки на вводе в общественные здания и учреждения определяются по укрупненным удельным нагрузкам.

Расчетная активная нагрузка общественных зданий (кВт), определяется по формуле:

$$P_{р.оз.} = P_{уд.оз.} \cdot M, \quad (3.11)$$

где $P_{уд.оз.}$ – удельная расчетная нагрузка общественных зданий, определяется [1,2, Таблица 6.14];

M –количественный показатель общественного здания.

Расчетная реактивная нагрузка общественных зданий, кВАр:

$$Q_{р.оз.} = P_{р.оз.} \cdot tg\varphi_{оз.}, \quad (3.12)$$

где, $tg\varphi_{оз.}$ – расчетный коэффициент реактивной мощности для общественных зданий, принимается по таблице 2.2.1 [1,2].

Полная расчетная мощность на вводе в общественное здание (кВА), определяется по формуле:

$$S_{р.оз.} = \sqrt{P_{р.оз.}^2 + Q_{р.оз.}^2} \quad (3.13)$$

Привожу пример расчета для аптеки, находящейся в доме по адресу ул. Сергея Герасимова 21

Аптека:

$$P_{р.оз.} = 60 \cdot 0{,}16 = 9{,}60 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.оз.} = 9{,}60 \cdot 0{,}48 = 4{,}61 \text{ кВАр},$$

$$S_{р.оз.} = \sqrt{9{,}60^2 + 4{,}61^2} = 10{,}65 \text{ кВА}.$$

Аналогично проводим расчеты для других общественных зданий и учреждений. Результаты расчета представлены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет нагрузки общественных зданий и помещений микрорайона

Улица	№ домов	Общественное здание	Единица количественного показателя	Количественный показатель, М	Руд.оз., кВт/ед.к.пок.	Коэффициент мощности tgφоз.	Рр.оз., кВт	Qр.оз., кВАр	Sр.оз., кВА	Категория по надёжности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Зальцмана	8	продовольственные магазины	кв.м	150	0,25	0,75	37,50	28,13	46,88	3
Зальцмана	8	детский центр	мест	12	0,17	0,38	2,04	0,78	2,18	3
Зальцмана	10	продовольственные магазины	кв.м	480	0,25	0,75	120,00	90,00	150,00	3
Зальцмана	10	почта (организации)	кв.м	350	0,054	0,57	18,90	10,77	21,75	3
Зальцмана	12	детсад	мест	1000	0,17	0,38	170,00	64,60	181,86	3
Зальцмана	14	парикмахерская (салон)	мест	12	1,3	0,25	15,60	3,90	16,08	3
Зальцмана	14	детская команата	мест	15	0,17	0,38	2,55	0,97	2,73	3
Зальцмана	14а	прокат спортинвентаря	кв.м	324	0,054	0,57	17,50	9,97	20,14	3
Зальцмана	16	продовольственные магазины	кв.м	480	0,25	0,75	120,00	90,00	150,00	3
Зальцмана	16	парикмахерская (салон)	мест	8	1,3	0,25	10,40	2,60	10,72	3
Зальцмана	16	непродовольственные магазин	кв.м	360	0,16	0,48	57,60	27,65	63,89	3
Зальцмана	16	ателье	кв.м	120	0,075	0,33	9,00	2,97	9,48	3
Зальцмана	18	продовольственные магазины	кв.м	800	0,25	0,75	200,00	150,00	250,00	3
Зальцмана	18	парикмахерская (салон)	мест	6	1,3	0,25	7,80	1,95	8,04	3
Зальцмана	18	непродовольственные магазин	кв.м	120	0,16	0,48	19,20	9,22	21,30	3
Зальцмана	20	организации	кв.м	350	0,054	0,57	18,90	10,77	21,75	3
Зальцмана	20	продовольственные магазины	кв.м	300	0,25	0,75	75,00	56,25	93,75	3
Зальцмана	20	непродовольственные магазин	кв.м	180	0,16	0,48	28,80	13,82	31,95	3
Зальцмана	24	детсад	мест	1000	0,17	0,38	170,00	64,60	181,86	3
пер. Лобинский 10-й	3а	школа	мест	300	0,17	0,38	51,00	19,38	54,56	3
пер. Лобинский 10-й	3а	организации	кв.м	100	0,054	0,57	5,40	3,08	6,22	3
Сергея Герасимова	21	детсад	мест	20	0,17	0,38	3,40	1,29	3,64	3
Сергея Герасимова	21	аптека	кв.м	60	0,16	0,48	9,60	4,61	10,65	3
Сергея Герасимова	21	организации	кв.м	600	0,054	0,57	32,40	18,47	37,29	3
Сергея Герасимова	27	медучереждение	посещ/см	40	0,46	0,6	18,40	11,04	21,46	3
Сергея Герасимова	27	парикмахерская (салон)	мест	10	1,3	0,25	13,00	3,25	13,40	3
Трашутина	9	продовольственные магазины	кв.м	200	0,25	0,75	50,00	37,50	62,50	3

продолжение таблицы 3.2

Трашутина	13	организации	кв.м	100	0,054	0,57	5,40	3,08	6,22	3
Трашутина	17	медучереждение	посещ/см	20	0,46	0,6	9,20	5,52	10,73	3
Трашутина	17	детская команата	мест	15	0,17	0,38	2,55	0,97	2,73	3
Трашутина	21	организации	кв.м	160	0,054	0,57	8,64	4,92	9,95	3
Эльтонская 2-я	16а	школа	мест	800	0,17	0,38	136,00	51,68	145,49	3
Эльтонская 2-я	16Б	школа	мест	2000	0,17	0,38	340,00	129,20	363,72	4
Эльтонская 2-я	18	организации	кв.м	100	0,054	0,57	5,40	3,08	6,22	3
Эльтонская 2-я	22	организации	кв.м	80	0,054	0,57	4,32	2,46	4,97	3
Эльтонская 2-я	22Б	детсад	мест	800	0,17	0,38	136,00	51,68	145,49	3
Эльтонская 2-я	24	аптека	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Эльтонская 2-я	26	продовольственные магазины	кв.м	700	0,25	0,75	175,00	131,25	218,75	3
Эльтонская 2-я	32	медучереждение	посещ/см	40	0,46	0,6	18,40	11,04	21,46	3
Эльтонская 2-я	32	продовольственные магазины	кв.м	80	0,25	0,75	20,00	15,00	25,00	3
Эльтонская 2-я	47	кафе	мест	20	0,81	0,33	16,20	5,35	17,06	3
Эльтонская 2-я	47	аптека	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Эльтонская 2-я	47	продовольственные магазины	кв.м	300	0,25	0,75	75,00	56,25	93,75	3
Эльтонская 2-я	47	парикмахерская (салон)	мест	20	1,3	0,25	26,00	6,50	26,80	3
Эльтонская 2-я	51	продовольственные магазины	кв.м	200	0,25	0,75	50,00	37,50	62,50	3

3.4 Расчет нагрузок рассматриваемого дома

Подробно рассмотрим дом по адресу Эльтонская 2-я 47 и посчитаем нагрузку для всего здания. Подъезд имеет 2 подъезда, с общим числом квартир 72 на весь дом. В доме 10 этажей, плиты пище приготовления электрические.

Проведем расчет для жилых помещений здания.

Рассчитаем величину удельной мощности для 72 квартир

$$P_{кв.уд.(109)} = 1{,}7 - \frac{1{,}7 - 1{,}5}{100 - 60} \cdot (72 - 60) = 1{,}640 кВт/кв.$$

Рассчитаем величину активной мощности, приходящейся на дом:

$$P_{кв} = 1{,}640 \cdot 72 = 118{,}08 кВт.$$

Величина реактивной мощности:

$$Q_{кв} = 118{,}08 \cdot 0{,}39 = 46{,}05 \text{ кВАр}.$$

Определим мощность санитарно-технических устройств:

$$P_{с.ту.} = 0{,}05 \cdot 72 = 3{,}6 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность санитарно-технических устройств:

$$Q_{с.ту.} = 3{,}6 \cdot 0{,}75 = 2{,}7 \text{ кВАр}.$$

В доме установлены две лифтовые установки с мощностью 5кВт. Коэффициент спроса равен 0,8. Найдем активную мощность лифтов:

$$P_{р.л.} = 5 \cdot 2 \cdot 0{,}8 = 8 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность лифта

$$Q_{р.л.} = 8 \cdot 1{,}17 = 9{,}36 \text{ кВАр}.$$

Суммарная активная и реактивная мощность лифтов и санитарно-технических устройств с учетом коэффициента участия в максимуме:

$$P_{\Sigma} = 0{,}9 \cdot (3{,}6 + 8) = 10{,}44 \text{ кВт},$$
$$Q_{\Sigma} = 0{,}9 \cdot (2{,}7 + 9{,}36) = 10{,}85 \text{ кВАр}.$$

Суммарная активная и реактивная нагрузка на вводе дома:

$$P_{р.ж.д.} = 118,08 + 10,44 = 128,52 \text{ кВт},$$
$$Q_{р.ж.д.} = 46,05 + 10,85 = 56,9 \text{ кВАр}.$$

Полная мощность на вводе в дом:

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{128,52^2 + 56,9^2} = 140,55 \text{ кВА}.$$

Также в доме имеются кафе, продуктовый магазин, парикмахерская и аптека. Посчитаем нагрузку для каждого общественного помещения:

$$P_{р.кафе.} = 20 \cdot 0,81 = 16,2 \text{ кВт},$$
$$P_{р.маг.} = 300 \cdot 0,25 = 75 \text{ кВт},$$
$$P_{р.парик.} = 20 \cdot 1,3 = 26 \text{ кВт},$$
$$P_{р.апт.} = 100 \cdot 0,16 = 16 \text{ кВт},$$

Реактивная нагрузка будет равна:

$$Q_{р.кафе} = 16,2 \cdot 0,33 = 5,35 \text{ кВАр},$$
$$Q_{р.маг.} = 75 \cdot 0,75 = 56,25 \text{кВАр},$$
$$Q_{р.парик.} = 26 \cdot 0,25 = 6,5 \text{ кВАр},$$
$$Q_{р.апт.} = 16 \cdot 0,48 = 7,68 \text{ кВАр},$$

Активная нагрузка всего дома будет равна:

$$P_{р.зд.} = P_{р.ж.д} + 0,7P_{р.кафе} + 0,8P_{р.маг} + 0,6P_{р.парик.} + 0,8P_{р.апт.}$$

$$P_{р.зд.} = 128,52 + 0,7 \cdot 16,2 + 0,8 \cdot 75 + 0,6 \cdot 26 + 0,8 \cdot 16 = 228,26 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка:

$$Q_{р.зд.} = 56,9 + 0,7 \cdot 5,35 + 0,8 \cdot 56,25 + 0,6 \cdot 6,5 + 0,8 \cdot 7,68 = 115,68 \text{ кВАр}$$

Полная мощность здания

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{228,26^2 + 115,68^2} = 255,89 \text{ кВА}.$$

3.5 Расчет осветительной нагрузки микрорайона

Территорию рассчитываемого микрорайона окружают магистральные улицы районного значения и улицы местного значения.

Расчетную активную нагрузку уличного освещения согласно [3] определяем по формуле 3.14:

$$P_{ул.ос.} = P_{уд.ул.ос} \cdot F_{ул} \cdot E_{ул}, \quad (3.14)$$

где $P_{уд.ул.ос}$ – удельная расчетная нагрузка уличного освещения, мВт/(лк·м^2), согласно таблице А1 [4];

$F_{ул.}$ – площадь улицы, м^2;

$E_{ул}$ – средняя освещенность дорожного покрытия лк, определяемая по таблице 15 [4] Для уличного освещения применяем газоразрядные натриевые лампы с коэффициентом мощности cosφ= 0,85 и соответственно tgφ= 0,62.

Расчетную реактивную нагрузку уличного освещения определяем по формуле 3.15:

$$Q_{ул.ос.} = P_{ул.ос} \cdot tg\varphi_{ул.ос}, \quad (3.15)$$

где, $tg\varphi_{ул.ос}$ – расчетный коэффициент реактивной мощности для типа ламп, использованных в уличном освещении.

Удельные расчетные нагрузки освещения улиц определяются значимостью улиц и проспектов, а также величиной зданий, вдоль которых располагаются. Так для ул. Зальцмана, категория автомобильной дороги согласно [6] является В2 соответственно, по таблице 15 [6, $E_{ул}$ = 10 лк, а пешеходных дорог П2 по таблице 26 [6] $E_{ул}$ = 6 лк. Площадь для автомобильной дороги $F_{ул}$=5580 м^2, а для пешеходных дорожек также равна $F_{ул}$=1860 м^2. $P_{уд.ул.ос}$ для данной улицы, согласно [6,7] равна 50 мВт/(лк·м^2). Тогда Мощность активная осветительной установки для данной улицы, по формуле 1.14 равна:

$$P_{ул.ос} = \frac{(50 \cdot 5580 \cdot 10 + 50 \cdot 1860 \cdot 6)}{10^6} = 3{,}35 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность осветительной установки для данной улицы по формуле 1.15 равна

$$Q_{ул.ос} = 3{,}35 \cdot 0{,}62 = 2{,}08 \text{ кВАр}.$$

Полная расчетная электрическая нагрузка магистрального освещения определяется по формуле:

$$S_{ул.ос.} = \sqrt{P_{ул.ос.}^2 + Q_{ул.ос.}^2}; \quad (3.16)$$

$$S_{ул.ос.} = \sqrt{3{,}35^2 + 2{,}08^2} = 3{,}94 \text{ кВА}.$$

По аналогии согласно СНИПа производим расчеты и сводим в Таблицу 1.3:

Расчетная нагрузка внутриквартального освещения определяется по формуле 3.17:

$$P_{вн.кв.ос.} = P_{уд.вн.кв.ос} \cdot F_{мкр.}, \quad (3.17)$$

где $P_{уд.вн.кв.ос}$ – удельная расчетная нагрузка внутриквартального освещения (1,2), кВт/га;

$F_{мкр.}$ – площадь внутриквартальной территории микрорайона (47,01), Га.

Для освещения внутриквартальной территории применим газоразрядные натриевые лампы с коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0{,}85$ и соответственно $\operatorname{tg}\varphi = 0{,}62$.

Расчетная реактивная составляющая нагрузки внутриквартального освещения определяется по формуле 3.18:

$$Q_{вн.кв.ос.} = P_{вн.кв.ос.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{вн.кв.ос}. \quad (3.18)$$

Полная расчетная электрическая нагрузка внутриквартального освещения определяется по формуле:

$$S_{вн.кв.ос.} = \sqrt{P_{вн.кв.ос.}^2 + Q_{вн.кв.ос.}^2}. \quad (3.19)$$

Так по формуле 1.20, расчетная активная мощность внутриквартального освещения равна:

$$P_{вн.кв.ос.} = 1{,}2 \cdot 47{,}01 = 56{,}41 \text{ кВт}.$$

По формуле 1.21 определяем реактивную мощность внутриквартального освещения:

$$Q_{вн.кв.ос.} = 56{,}41 \cdot 0{,}62 = 34{,}98 \text{ кВАр}.$$

По формуле 3.22 определяем полную расчетную нагрузку внутриквартального освещения:

$$S_{вн.кв.ос.} = \sqrt{56{,}41^2 + 34{,}98^2} = 66{,}37 \text{ кВА}.$$

Таблица 1.3 - Расчет наружного освещения микрорайона

Название улицы	Категория обьектов	Площадь проезжей части, м2	Площадь пешеходной части части, м2	Средняя освещенность дорожного покрытия проезжей части, Лк	Средняя освещенность дорожного покрытия пешеходной части, Лк	Руд.осв., мВт/(лк*м2)	Коэффициент мощности tgφосв.	Рр.н.ос.(кВт)	Qр.н.ос.(кВАр)	Sр.н.ос.(кВА)
1		2	2			3	4	5	6	7
Зальцмана	В2, ПЗ	5580	1860	10	6	50	0,62	3,35	2,08	3,94
Трашутина	В2, ПЗ	6000	2000	10	6	50	0,62	3,60	2,23	4,24
Сергея Герасимова	В2, ПЗ	2616	872	10	6	50	0,62	1,57	0,97	1,85
Ферганская	В2, ПЗ	1848	616	10	6	50	0,62	1,11	0,69	1,30
Эльтонская 2-я	В2, ПЗ	4590	1530	10	6	50	0,62	2,75	1,71	3,24
ИТОГО:								12,38	7,68	14,57

Далее производим суммирование полученных расчетных значений осветительной нагрузки улиц и осветительной нагрузки внутриквартальной и сводим в Таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Суммарная нагрузка на освещение микрорайона

Тип освещения	Рр.ос.Σ (кВт)	Qр.ос.Σ (кВАр)	Sр.ос.Σ (кВА)
1	2	3	4
Наружное (уличное) освещение микрорайона	12,38	7,68	14,57
Внутриквартальное освещение микрорайона	56,41	34,98	66,37
ИТОГО:	68,79	42,66	80,94

При расчете нагрузок для трансформаторных подстанций учтем равномерное распределение осветительной нагрузки (внутриквартальной) между числом проектируемых подстанций в связи со сложностью определения показателей, а наружное освещение запитаем от ближайших к улицам трансформаторных подстанций, при распределении нагрузки учтем какие из трансформаторных подстанций менее нагруженные.

Проведем расчет нагрузки микрорайона

Тогда активная нагрузка всего района

$$P_{мр} = P_{макс.мр} + \sum(К \cdot P_{зд}) + P_{р.осв}$$

$$P_{мр} = 4080 \cdot 1,19 + 0,9(330,5 + 221,7) + 0,9 \cdot 354 \cdot 0,723 + 0,8 \cdot 1069,70 + 0,6 \cdot 1014,64 + 0,6 \cdot 116,86 + 0,6 \cdot 81,80 + 0,7 \cdot 46 + 0,7 \cdot 16,20 + 68,79 = 7291,19$$

Реактивная нагрузка района

$$Q_{мр} = Q_{макс.мр} + \sum(К \cdot Q_{зд}) + Q_{р.осв};$$

$$Q_{мр} = 4080 \cdot 1,19 \cdot 0,39 + 0,9 \cdot (412,43 + 166,28) + 0,9 \cdot 354 \cdot 0,723 \cdot 0,29 + 0,8 \cdot 1069 \cdot 0,75 + 0,6 \cdot 1014,64 \cdot 0,38 + 0,6 \cdot 116,86 \cdot 0,57 + 0,6 \cdot 81,80 \cdot 0,25 + 0,7 \cdot 46 \cdot 0,6 + 0,7 \cdot 16,2 \cdot 0,7 + 42,65 = 3549.56$$

Полная нагрузка

$$S_{мр} = \sqrt{P_{мр}^2 + Q_{мр}^2} = 8109,30$$

Вывод по разделу 3

В данном разделе мною были посчитаны нагрузки отдельно взятого дома, всего района, а также освещение микрорайона.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

4.1 Выбор трансформаторов, устанавливаемых в городских ТП

При невозможности питания электроприемников первой категории от двух независимых источников допускается питание от двух близлежащих однотрансформаторных или разных трансформаторов двухтрансформаторных ТП, подключенных к разным линиям 10(6) кВ с устройством автоматического включения резервного питания (АВР).

В городских распределительных сетях рекомендуется использовать трансформаторы со схемой соединения обмоток звезда-зигзаг или треугольник-звезда. Трансформаторы 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток звезда-звезда допускается применять в сетях с преобладанием трехфазных электроприемников и в сетях 6 кВ, переводимых на напряжение 10 кВ.[8 п. 3.1.10]. Для выбора числа и мощности трансформаторов ТП на основании технико-экономического сравнения вариантов выполнения сети на плане района города выбирается характерный участок с суммарной нагрузкой 2000…3000 кВт и намечается ряд вариантов схемы в зависимости от плотности нагрузки и характера потребителей. Сравниваемые варианты должны быть равнонадежны. Учитываются экономические показатели сети 0,4 кВ, ТП и потери электрической энергии в этих элементах.

При выборе конкурентоспособных вариантов мощности ТП можно пользоваться рекомендациями, полученными из проектной практики. При пятиэтажной застройке и пищеприготовлении на газовых плитах предположительная мощность ТП – 1×400 кВА (один трансформатор мощностью 400 кВА), при электроплитах – 2×400 кВА. При жилых зданиях 9-16 этажей с газовыми плитами – 2×400 кВА, а при электроплитах – 2×630 кВА.

Таблица 4.1 – Зависимость мощности трансформаторов в зависимости от плотности нагрузки

Плотность нагрузки в микрорайоне, МВт/км^2	Мощность трансформаторов в ТП, кВА
1	2
от 0,8 до 1,0	2·160
свыше 1,0 до 2,0	2·250
свыше 2,0 до 5,0	2·400
свыше 5,0 до 8,0	2·630

В районах малоэтажной застройки (до 6 этажей) мощность трансформаторов ТП в зависимости от плотности нагрузки на шинах 0,4 кВ рекомендуется принимать: Согласно методике, приведенной в [9], допускается перегрузка трансформаторов для резервируемых распределительных сетей 0,4 кВ в аварийном режиме на 70-80% выше номинальной мощности. Общая суточная продолжительность перегрузки не должна превышать 6 ч. В течение не более 5 суток. Таким образом коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме составляет $К_{з.ав.}$= 1,4-1,8, а коэффициент загрузки в нормальном режиме $К_{з.норм.}$= 0,7-0,9.Трансформаторы могут быть без ущерба для нормального срока службы загружены в течение суток сверх номинальной мощности, если другую часть рассматриваемого периода их загрузка была ниже номинальной. Кроме того, перегрузка трансформаторов допускается и за счет неравномерности нагрузки в течение года. Местоположение, количество и общее число трансформаторов выбираются с учетом расположения потребителей, их мощности, режима потребления, возможной унификации типов трансформаторов ТП, обеспечения равномерной оптимальной нагрузки ТП, в том числе при перспективном строительстве и экономических показателей строительства и эксплуатации. Согласно, свода правил по проектированию и строительству [5] пункт 5.8: «На встроенных ТП и КТП следует устанавливать не более двух масляных или заполненных негорючим, экологически безопасным жидким диэлектриком трансформаторов мощностью до 1000 кВА каждый. Число сухих трансформаторов не ограничивается, а мощность каждого из них свыше 1000 кВА не рекомендуется.

Для выбора мощности трансформаторов определяется максимальная полная мощность, приходящаяся на подстанцию:

$$S_{p.max} = \sqrt{P_{p.max}^2 + Q_{p.max}^2}, \quad (4.1)$$

где $P_{p.max}$ – суммарная активная мощность, кВт;

$Q_{p.max}$– суммарная реактивная мощность, кВАр.

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{p.max} = P_{p.max.зд} + P_{p.1}k_{y1} + P_{p.2}k_{y2} + \ldots + P_{p.n}k_{yn}, \quad (4.2)$$

где $P_{p.max.зд}$ - наибольшая из электрических нагрузок – суммарного количества квартир на газовых или электрических плитах, питаемый подстанцией, кВт;

$P_{p.1}$, $P_{p.2}$, $P_{p.n}$ - расчетные нагрузки объектов (общественных зданий), кВт;

k_{y1}, k_{y2}, k_{yn} - коэффициенты, учитывающие несовпадение максимумов нагрузки (квартир и общественных зданий).

Суммарная реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{p.max} = P_{p.max} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad , \quad (4.3)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{ср.вз}$ – средневзвешенного коэффициента мощности.

Тогда средневзвешенного коэффициента мощности будет определятся по формуле:

$$\operatorname{tg}\varphi \quad = \frac{Q_{ср.}}{P_{ср.}} \quad (4.4)$$

где $P_{р.сумм}$ и $Q_{р.сумм}$ - суммарные расчетные нагрузки объектов, кВт и кВАр.

Расчетные суммарные нагрузки объектов будут определяться по формулам:

$$P_{р.сумм} = P_{р.1} + P_{р.2} + \ldots + P_{р.n}, \quad (4.5)$$

$$Q_{р.сумм} = Q_{р.1} + Q_{р.2} + \ldots + Q_{р.n}, \quad (4.6)$$

где $P_{р.n}$, $Q_{р.n}$- расчетные нагрузки объектов, кВт и кВАр.

Единичная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{т.ном} \geq \frac{P_{p.max}}{K_{з.доп.норм} \cdot N_{т.опт}}, \quad (4.7)$$

где $К_{з.доп.норм}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума нагрузки, зависит от категории надежности потребителя, $К_{з.доп.норм.}$=0,7…0,8 для второй категории;

$N_{т.опт}$ оптимальное число трансформаторов.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N^{э}_{т.min} = \frac{P_{р.max}}{K_{з.доп.норм} \cdot S_{эт}} + \Delta N_{т}, \quad (4.8)$$

где $S_{эт}$ – экономическая целесообразная мощность трансформатора, $S_{эт} = 630$ кВА;

$\Delta N_{т}$ - добавка до ближайшего целого числа.

Минимальное число трансформаторов определяется как максимум из трансформаторов по условиям надежности и по экономической целесообразности:

$$N_{т.min} = MAX(N^{э}_{т.min}; N^{н}_{т.min}). \quad (4.9)$$

При условии $N^{э}_{т.min} \leq N^{н}_{т.min}$ принимается $N_{т.опт} = N^{н}_{т.min}$

Оптимальное число трансформаторов находим по формуле:

$$N_{т.опт} = N_{т.min} + m, \quad (4.10)$$

где, m - добавка до оптимального числа, $m = f(N_{т.min}; K_{з.т.доп}; \Delta N_{т})$, берется из справочной литературы.

Найденное число трансформаторов не может быть меньше, чем число трансформаторов, требуемых по условиям надежности.

Далее определяем предельную величину реактивной мощности, которую сможет пропустить выбранный трансформатор, не перегрузившись в нормальном режиме:

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_{т.опт} \cdot K_{з.доп.норм} \cdot S_{т.ном})^2 - P^2_{р.max}}. \quad (4.11)$$

Величина $Q_{1р}$ является расчетной, поэтому в общем случаи реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 не равна ей:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1р} & \text{если } Q_{1р} < Q_{р.max} \\ Q_{р.max} & \text{если } Q_{1р} \geq Q_{р.max} \end{cases}, \quad (4.12)$$

где, Q_1 реальная реактивная мощность, проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки.

При $Q_{1р} < Q_{р.max}$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ку} = Q_{р.max} - Q_1, \quad (4.13)$$

По определенной мощности одного трансформатора находится ближайшая стандартная мощность трансформатора $S_{т.ном}$ и выбирается тип трансформатора. Выбранные трансформаторы проверяются по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме соответственно:

$$К_{з.т.норм} = \frac{\sqrt{P_{р.max}^2 + Q_1^2}}{N_{т.опт} \cdot S_{т.ном}} \quad (4.14)$$

$$К_{з.т.п/ав} = \frac{\sqrt{P_{р.max}^2 + Q_1^2} \cdot N_{т.вз.рез}}{N_{т.опт} \cdot (N_{т.вз.рез} - 1) \cdot S_{т.ном}} \quad (4.15)$$

где $N_{т.вз.рез}$ число взаимно резервированных трансформаторов городских КТП.

При выходе из строя одного трансформатора другой оставшийся в работе принимает нагрузку подстанции на себя, такие перегрузки являются кратковременными, так как при питании объектов второй категории надежности замена вышедшего из строя трансформатора производится за сутки.

Определим количество ТП и их мощность для микрорайона с $F_{мкр}$=0,23 км^2 и нагрузкой, показанной в таблице 2.2:

Плотность нагрузки микрорайона определяем по формуле 2.16:

$$\sigma = \frac{P_{р.мкр}}{F_{мкр}}, \quad (4.16)$$

$$\sigma = \frac{7{,}291}{0{,}47} = 15{,}51 \frac{МВт}{км^2}.$$

Согласно пункту 4.3.3 [5] при плотности нагрузки 8 Мвт/км^2 и более оптимальная мощность двухтрасформаторных ТП в этих районах 2х630 кВА.

Определим количество ТП на микрорайон по формуле 3.17:

$$n_{ТП} = \frac{S_{р.мкр}}{n_{тр} S_{тр} K_{з.доп}}, \quad (4.17)$$

где $S_{р.мкр}$ - полная расчетная мощность микрорайона, равная 8109,3кВА;

$n_{тр}$ - количество трансформаторов, равным 2;

$S_{тр}$ - мощность трансформаторов, равна 630 кВА;

$K_{з.доп}$ - коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, равный 0,7.

Тогда, количество двухтрасформаторных ТП по формуле 4.17, будет равным:

$$n_{ТП} = \frac{8109.3}{2 \cdot 630 \cdot 0,7} = 9,19 \text{ ед.}$$

Округляя до ближайшего целого числа, получаем приблизительно 10 двухтрасформаторных ТП мощностью 2х630 кВА на микрорайон. Однако в процессе расчетов число трансформаторов и соответственно количество ТП на район будет скорректировано при распределении нагрузок с учетом коэффициентов участия в максимуме нагрузок на ТП.

Далее необходимо распределить потребителей по ТП с учетом ранее выбранной мощности ТП, для этого произведем расчет для ТП №1.

Так как потребители в виде отдельных зданий потребляют большое количество электроэнергии, то на ТП будет располагаться малое количество домов. Так для ТП №1 подключим нагрузку домов по улицам Трашутина 33, Эльтонская 2-я д. 51 и д. 53 (Дома с газовыми плитами) с суммарным количеством квартир 520; продуктовый магазин с площадью 200; детский сад по адресу Зальцмана 24, а также внутриквартальное освещение площадью 6,7 га. Как видно из данных подключаемых потребителей, максимальной нагрузкой обладает дом № 36 с газовыми плитами располагающийся по улице Цвиллинга. Тогда коэффициента учитывающие несовпадения максимумов нагрузки для дома №34 будет равным 0,9 и для освещения улицы равным 1.

Тогда по формуле 2.2 расчетная мощность ТП будет:

$$P_{р.max} = 520 \cdot 1,246 + 0,9 \cdot (47,2 + 26) + 200 \cdot 0,25 \cdot 0,8 + 1000 \cdot 0,17 \cdot 0,8 + 7 \cdot 1,2 \cdot 1 = 898,2 \text{ кВт.}$$

Расчетные суммарные нагрузки зданий по формулам 2.5 и 2.6 будут равны:

$$P_{р.сумм}=713,8+50+170+8,4=941,84$$

$$Q_{р.сумм}=319,94+37,5+64,6+5,21=427,02.$$

Тогда средневзвешенный коэффициент реактивной мощности будет равен по формуле 2.4:

$$\operatorname{tg}\varphi_{ср.вз}=\frac{427,02}{941,84}=0,45.$$

Расчетная реактивная мощность, приходящаяся на ТП будет равна по формуле 4.3:

$$Q_{р.max}=897,84\cdot0,45=404,03\ кВАр.$$

Максимальная полная мощность, приходящаяся на подстанцию по формуле 4.1:

$$S_{р.max}=\sqrt{897,84^2+404,03^2}=984,56\ кВА.$$

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле 4.8:

$$N^{э}_{т.min}=\frac{984,56}{0,8\cdot630}+0,05=2.$$

Минимальное число трансформаторов по формуле 4.9:

$$N_{т.min}=\max(2;2)=2=>N_{т.опт}=N_{т.min}=2.$$

Оптимальное число трансформаторов находим по формуле 4.10:

$$N_{т.опт}=2+0=2.$$

Единичная мощность трансформатора по формуле:

$$S_{т.ном}\geq\frac{984,56}{0,8\cdot2}=615,35\ кВА.$$

Принимаем два трансформатора типа ТМГ - 630/10/0,4 кВ, $S_{т.ном}=630$ кВА.

Далее определяем предельную величину реактивной мощности, которую сможет пропустить выбранный трансформатор, не перегрузившись в нормальном режиме по формуле 2.11:

$$Q_{1р}=\sqrt{(2\cdot0,8\cdot630)^2-897,84^2}=458,2\ кВАр,$$

$$Q_{1р}>Q_1,$$

$$458,2>404,03.$$

При $Q_{1р}>Q_1$ трансформаторы городских ТП могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому установка конденсаторов на стороне низшего напряжения нецелесообразна.

Выбранные трансформаторы проверяются по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме соответственно по формулам 4.14 и4.15:

$$K_{з.т.норм}=\frac{\sqrt{897,84^2+404,03^2}}{2\cdot630}=0,78.$$

Проверка трансформаторов по коэффициенту аварийной перегрузки:

Аварийная перегрузка допускается в исключительных условиях (аварийных) в течении ограниченного времени, когда перерыв в энергоснабжении потребителей недопустим. На аварийную перегрузку проверяются трансформаторы, если на подстанции их установлено не менее двух. В качестве аварийного режима рассматривается режим с отключением одного трансформатора.

Определяется коэффициент перегрузки в аварийном режиме:

$$K_{з.т.п/ав}=\frac{\sqrt{897,84^2+404,03^2}\cdot 2}{2\cdot(2-1)\cdot 630}=1,56.$$

Выбранные трансформаторы ТП №1 удовлетворяют условиям проверки на аварийную перегрузку. Выбор и расчет мощности трансформаторов других ТП аналогичен. Расчеты сведены в таблицы 4.3-4.11

В таблице 4.12 приводим трансформаторы

Таблица 4.3 – Расчет электрической нагрузки на ТП1

Наименование обьекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2,кВт/место).	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	$P_л$, кВт	$Q_л$, кВар	$P_{р.с-ту}$, кВт	$Q_{рс-ту}$, кВар	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tgφ
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с газовыми плитами (Трашутина 33, Эльтонская 2-я 51, 53	520	-	-	1,246	0,39	1,17	0,8	47,20	55,22	26,00	19,50	713,80	319,94	-	-	-	
2.Магазин продуктовый	-	200	-	0,250	0,75							50,00	37,50	0,80	40,00	30,00	
3.Детский сад (Зальцмана 24)	-	-	1000	0,170	0,38							170,00	64,60	0,80	136,00	51,68	
4. Внутриквартальное освещение	-	7	-	1,2	0,62	-	-	-	-	-	-	8,40	5,21	1,00	8,40	5,21	
Итого:												942,20	427,25				0,45
Итого по ТП1												898,20	407,30				
										Полная расчетная мощность ТП					986,23		

Таблица 4.4 – Расчет электрической нагрузки на ТП2

Наименование обьекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2,кВт/место).	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	$P_л$, кВт	$Q_л$, кВар	$P_{р.с-ту}$, кВт	$Q_{рс-ту}$, кВар	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tgφ
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с электрическими плитами (Зальцмана 18,20,22, Эльтонская 2-я 47, 49)	418	-	-	1,266	0,39	1,17	0,8	48,80	57,10	22,35	16,76	593,22	272,86	-	-	-	
2.Организации	-	350	-	0,054	0,57	-	-	-	-	-	-	18,90	10,77	0,60	11,34	6,46	
3.Продуктовые магазины	-	1400	-	0,250	0,75							350,00	262,50	0,80	280,00	210,00	
4.Непродуктовые	-	400	-	0,160	0,48							64,00	30,72	0,80	51,20	24,58	
5.Парикмахерские	-	-	26	1,300	0,25							33,80	8,45	0,60	20,28	5,07	
6.Кафе	-	-	20	0,810	0,33							16,20	5,35	0,70	11,34	3,74	
7. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	6,26	3,88	1,00			
Итого:												1082,38	594,52				0,55
Итого по ТП2												973,64	534,80				
										Полная расчетная мощность ТП					1110,85		

Таблица 4.5 – Расчет электрической нагрузки на ТП3

Наименование обьекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2,кВт/место).	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	$P_л$, кВт	$Q_л$, кВар	$P_{р.с.ту}$, кВт	$Q_{рс.ту}$, кВар	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tgφ
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с электрическими плитами (Трашутина 17,19,21,25,27,29)	487	-	-	1,252	0,39	1,17	0,8	64,00	74,88	27,35	20,51	691,94	323,65	-	-	-	
2.Организации	-	160	-	0,054	0,57	-	-	-	-	-	-	8,64	4,92	0,60	5,18	2,95	
3.Мед.учреждение	-	-	20	0,460	0,60							9,20	5,52	0,70	6,44	3,86	
4.Детская комната	-	-	15	0,170	0,38							2,55	0,97	0,60	1,53	0,58	
5. Уличное освещение ул.Трашутина												3,60	2,23	1,00			
5. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	6,26	3,88	1,00			
												722,19	341,17				0,47
Итого по ТП1												714,95	337,75				
										Полная расчетная мощность ТП			790,72				

Таблица 4.6 – Расчет электрической нагрузки на ТП4

Наименование обьекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2,кВт/место).	tg φ, квартир(общ. зд., освещение	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	$P_л$, кВт	$Q_л$, кВар	$P_{р.с.ту}$, кВт	$Q_{рс.ту}$, кВар	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tgφ
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с электрическими плитами (Зальцмана 14,16, Эльтонская 2-я,36)	540	-	-	1,242	0,39	1,17	0,8	52,50	61,43	27,00	20,25	742,23	335,07	-	-	-	
2.Парикмахерские	-	-	20	1,300	0,25	-	-	-	-	-	-	26,00	6,50	0,60	15,60	3,90	
3.Детская комната	-	-	15	0,170	0,38							2,55	0,97	0,60	1,53	0,58	
4.Организация (Зальцмана 14А)	-	324	-	0,054	0,57							17,50	9,97	0,60	10,50	5,98	
5.Продуктовый магазин	-	400	-	0,250	0,75							100,00	75,00	0,80	80,00	60,00	
6.Ателье	-	120	-	0,075	0,33							9,00	2,97	0,60	5,40	1,78	
7.Непродовольственный магазин	-	360	-	0,160	0,48							57,60	27,65	0,60	34,56	16,59	
8. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	6,26	3,88	1,00			
Итого:												961,14	462,01				0,48
Итого по ТП1												896,08	430,74				
										Полная расчетная мощность ТП			994,23				

Таблица 4.7 – Расчет электрической нагрузки на ТП5

Наименование обьекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2,кВт/место).	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	$P_л$, кВт	$Q_л$, кВар	$P_{р.с-ту}$, кВт	$Q_{рс.ту}$, кВар	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tgφ
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с электрическими плитами (Зальцмана 8,10,Трашутина 9,11,13)	624	-	-	1,227	0,39	1,17	0,8	67,00	78,39	28,05	21,04	851,19	388,09	-	-	-	
2.Детский сад (Зальцмана 12)	-	-	1000	0,170	0,38	-	-	-	-	-	-	170,00	64,60	0,60	102,00	38,76	
3.Детский центр	-	-	12	0,170	0,38							2,04	0,78	0,60	1,22	0,47	
4.Организации	-	450	-	0,054	0,57							24,30	13,85	0,60	14,58	8,31	
5.Продуктовый магазин	-	830	-	0,250	0,75							207,50	155,63	0,80	166,00	124,50	
8. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	6,28	3,88	1,00			
Итого:												1261,31	626,82				0,50
Итого по ТП1												1141,28	567,17				
										Полная расчетная мощность ТП					1274,44		

Таблица 4.8 – Расчет электрической нагрузки на ТП6

Наименование обьекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2,кВт/место).	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	$P_л$, кВт	$Q_л$, кВар	$P_{р.с-ту}$, кВт	$Q_{рс.ту}$, кВар	$P_р$, кВт	$Q_р$, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tgφ
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с газовыми плитами (Эльтонская 2-я,20,22,22А,24,26)	354	-	-	0,723	0,29	-	0,8	-	-	17,70	13,28	271,87	86,17	-	-	-	
2.Детский сад (Эльтонская 2-я 22Б)	-	-	800	0,170	0,38	-	-	-	-	-	-	136,00	51,68	0,60	81,60	31,01	
4.Организация	-	80	-	0,054	0,57							4,32	2,46	0,60	2,59	1,48	
5.Продуктовый магазин	-	700	-	0,250	0,75							175,00	131,25	0,80	140,00	105,00	
6.Аптека	-	100	-	0,160	0,48							16,00	7,68	0,60	9,60	4,61	
7.Уличное освещение ул. Зальцмана												3,35	2,08	1,00			
8. Уличное освещение ул. Эльтонская 2-я												2,75	1,71	1,00			
8. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	6,26	3,88	1,00			
Итого:												615,55	286,91				0,47
Итого по ТП1												518,02	241,45				
										Полная расчетная мощность ТП					571,53		

Таблица 4.9 – Расчет электрической нагрузки на ТП7

Наименование обьекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2,кВт/место).	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	$P_{л}$, кВт	$Q_{л}$, кВар	$P_{р.с.ту}$, кВт	$Q_{рс.ту}$, кВар	$P_{р}$, кВт	$Q_{р}$, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tgφ
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с электрическими плитами (Эльтонская 2-я 18,24А)	278	-	-	1,324	0,39	1,17	0,8	22,00	25,74	13,90	10,43	400,38	176,10	-	-	-	
2.Школа (Эльтонская 16Б)	-	-	2000	0,170	0,38	-	-	-	-	-	-	340,00	129,20	0,60	204,00	77,52	
3.Школа 2 корпус(Эльтонская 16А)	-	-	800	0,170	0,38							136,00	51,68	0,60	81,60	31,01	
4.Организация	-	100	-	0,054	0,57							5,40	3,08	0,60	3,24	1,85	
8. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	6,26	3,88	1,00			
Итого:												888,04	363,93				0,41
Итого по ТП1												695,48	285,02				
										Полная расчетная мощность ТП					751,62		

Таблица 4.10 – Расчет электрической нагрузки на ТП8

Наименование обьекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2,кВт/место).	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	$P_{л}$, кВт	$Q_{л}$, кВар	$P_{р.с.ту}$, кВт	$Q_{рс.ту}$, кВар	$P_{р}$, кВт	$Q_{р}$, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tgφ
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с электрическими плитами (Лобинский 10-й переулок,1,2,3,3А,Сергея Герасимова 21,23,27)	541	-	-	1,241	0,29	1,17	0,8	16,00	18,72	26,85	20,14	709,95	229,67	-	-	-	
2.Школа	-	-	300	0,170	0,38	-	-	-	-	-	-	51,00	19,38	0,80	40,80	15,50	
3.Организации	-	700	-	0,054	0,57							37,80	21,55	0,80	30,24	17,24	
4.Детский сад	-	20	-	0,170	0,38							3,40	1,29	0,80	2,72	1,03	
5.Мед.учреждение			40	0,460	0,60							18,40	11,04	0,60	11,04	6,62	
6.Парикмахерская			10	1,300	0,25							13,00	3,25	0,60	7,80	1,95	
7.Аптека	-	60	-	0,160	0,48							9,60	4,61	0,60	5,76	2,76	
8. Освещение ул. Ферганская												1,11	0,69	1,00			
8. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	6,26	3,88	1,00			
Итого:												850,52	295,36				0,35
Итого по ТП1												815,68	283,26				
										Полная расчетная мощность ТП					863,46		

Таблица 4.11 – Расчет электрической нагрузки на ТП9

Наименование обьекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2,кВт/место).	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	$P_{л}$, кВт	$Q_{л}$, кВар	$P_{р.с.ту}$, кВт	$Q_{рс.ту}$, кВар	$P_{р}$, кВт	$Q_{р}$, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tgϕ
1	2	3	4	5	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с электрическими плитами (Эльтонская 2-я,30А,30,32,34 Сергея Герасимова 25,29)	616	-	-	1,228	0,39	1,17	0,8	44,00	51,48	30,80	23,10	823,77	362,14	-	-	-	
2.Мед.учреждение	-	-	40	0,460	0,60	-	-	-	-	-	-	18,40	11,04	0,60	11,04	6,62	
3.Продуктовый магазин	-	80	-	0,250	0,75							20,00	15,00	0,80	16,00	12,00	
4.Освещение ул.Сергея Герасимова												1,57	0,97	1,00			
8. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	6,26	3,88	1,00			
Итого:												870,00	393,03				0,45
Итого по ТП1												858,64	385,61				
										Полная расчетная мощность ТП					941,25		

Таблица 4.12 – Выбор силовых трансформаторов устанавливаемых на подстанциях микрорайона

№ ТП	Рр, кВт	Qр, кВАр	$N^{н}_{т.min}$	$S_{эт}$	тип тр-ра	$К_{з.доп.норм}$	$N^{з}_{т.min}$	$\Delta N_{т}$	m	$N_{т.опт}$	$S_{т.ном}$	$Q_{1р}$, кВАр	Q_{1}, кВАр	$Q_{ку}$, кВАр	$К_{з.т.норм}$	$К_{з.т.п/ав}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	898,20	407,30	2	630	ТМГ	0,8	2,00	0,22	0,00	2	630	457,49	407,30	0,00	0,78	1,4*
2	973,64	534,80	2	630	ТМГ	0,8	2,00	0,07	0,00	2	630	260,93	260,93	273,87	0,80	1,4*
3	714,95	337,75	2	630	ТМГ	0,8	2,00	0,58	0,00	2	630	710,57	337,75	0,00	0,63	1,26
4	896,08	430,74	2	630	ТМГ	0,8	2,00	0,22	0,00	2	630	461,64	430,74	0,00	0,79	1,4*
5	1141,28	567,17	2	1000	ТМГ	0,8	2,00	0,57	0,00	2	1000	1121,38	567,17	0,00	0,64	1,27
6	518,02	241,45	2	400	ТМГ	0,8	2,00	0,38	0,00	2	400	375,83	241,45	0,00	0,71	1,4*
7	695,48	285,02	2	630	ТМГ	0,8	2,00	0,62	0,00	2	630	729,64	285,02	0,00	0,60	1,19
8	815,68	283,26	2	630	ТМГ	0,8	2,00	0,38	0,00	2	630	592,23	283,26	0,00	0,69	1,37
9	858,64	387,89	2	630	ТМГ	0,8	2,00	0,30	0,00	2	630	528,02	387,89	0,00	0,75	1,4*
при привышении Кз.т.п/ав более 1,4 необходимо снять с трансформаторов часть нагрузки																

4.2 Расчет потерь в трансформаторах городских ТП

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ТП с учетом коэффициента загрузки определяются следующим образом

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_т = n \cdot \left(\Delta P_{хх} + K^2_{з.т.норм} \cdot \Delta P_{кз}\right), \quad (4.18)$$

где n – число ТП в районе;

$\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода в трансформаторе кВт;

$K_{з.т.норм}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_т = \frac{n \cdot S_{т.ном}}{100} \cdot \left(I_{хх} + K^2_{з.т.норм} \cdot U_{кз}\right), \quad (4.19)$$

где $I_{хх}$ – ток холостого хода;

$S_{т.ном}$ - номинальная мощность трансформатора кВт;

$U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания.

Определим потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ТП №1:

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах по формулам 4.18 и 4.19 соответственно:

$$\Delta P_т = 2 \cdot \left(1{,}16 + 0{,}78^2 \cdot 7{,}6\right) = 11{,}63 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_т = \frac{2 \cdot 630}{100} \cdot \left(0{,}8 + 0{,}78^2 \cdot 5{,}5\right) = 52{,}54 \text{ кВАр}.$$

Аналогично определяем потери во всех трансформаторах, устанавливаемых на ТП №2№9 полученные данные сводим в таблицу 2.13.

Трансформаторную подстанцию следует располагать ближе к ЦЭН, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электроэнергии и значительно сократить протяженность распределительной сети низкого напряжения, уменьшив тем самым расход проводникового материала и снизить потери электроэнергии.

Однако в городской жилой застройке между зданиями размещаются детские и спортивные площадки, проходят внутрирайонные дороги и коммунальные магистрали, необходимо предусматривать возможность проезда для производства монтажных и ремонтных работ, удобный подход кабельных линий ВН и НН, а

также архитектурные требования застройки селитебной зоны. В связи с этим не всегда удается расположить подстанцию в центре электрических нагрузок, поэтому допускается перенос центров ТП на небольшое расстояние.

Таблица 4.13 – Расчет потерь ЭЭ в трансформаторах городских ТП

№ п/ст	Тип тр-ра	Sном,кВА	$N_{т.опт}$	$k_{зт\ норм.}$	$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$,кВт	$I_{хх}$,%	$U_{кз}$,%	$\Delta P_{тр}$,кВт	$\Delta Q_{тр}$,кВАр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТМГ	630	2	0,78	1,16	7,6	0,8	5,5	11,63	52,54
2	ТМГ	630	2	0,80	1,16	7,6	0,8	5,5	12,05	54,43
3	ТМГ	630	2	0,63	1,16	7,6	0,8	5,5	8,31	37,37
4	ТМГ	630	2	0,79	1,16	7,6	0,8	5,5	11,78	53,23
5	ТМГ	1000	2	0,64	1,6	10,8	0,75	5,5	11,97	59,67
6	ТМГ	400	2	0,71	0,8	5,5	1,6	4,5	7,21	31,17
7	ТМГ	630	2	0,60	1,16	7,6	0,8	5,5	7,73	34,74
8	ТМГ	630	2	0,69	1,16	7,6	0,8	5,5	9,46	42,62
9	ТМГ	630	2	0,75	1,16	7,6	0,8	5,5	10,82	48,83
								ИТОГО:	80,1	365,8

4.3 Центры электрических нагрузок

Конструктивно ТП выполнены в виде отдельно стоящих одноэтажных ТП с кабельными вводами. Для уменьшения приведенных затрат в сети 0,4 кВ ТП располагают как можно ближе к центру электрических нагрузок. Координаты центра нагрузок определяются графоаналитическим методом по следующим формулам:

$$X_{ц}=\frac{\sum_1^n P_{p\sum i}\cdot x_i}{\sum_1^n P_{p\sum i}}, \quad (2.18)$$

$$Y_{ц}=\frac{\sum_1^n P_{p\sum i}\cdot y_i}{\sum_1^n P_{p\sum i}}, \quad (2.19)$$

где x_i, y_i координаты центра i-го жилого дома или общественного здания на плане;

$P_{p\sum i}$ – суммарная расчетная мощность здания, кВт.

Определим символические центры электрических нагрузок для ТП №1.

Так дома, располагающиеся по адресу Трашутина 33, Эльтонская 2-я д. 51 и д. 53 имеет координаты физического барицентра в масштабе на карте: x=309,01 мм, y=1224,03 мм. Детский сад по адресу Зальцмана 24 имеет координаты центра: x=410,98 мм, y=792,98 мм. Расчетные нагрузки этих зданий приводились выше.

Тогда координаты электрического центра нагрузок этой ТП будут определены по формулам 4.18 и 4.19 соответственно:

$$X_ц = \frac{713,8 \cdot 309,01 + 170 \cdot 410,98}{713,8 + 170} = 328,63 \text{ мм.}$$

$$Y_ц = \frac{713,8 \cdot 1224,03 + 170 \cdot 792,98}{713,8 + 170} = 1141,12 \text{ мм.}$$

Координаты других ТП определяются аналогично и заносятся в таблицы 2.14.

Таблица 4.14 -Символические центры нагрузок ТП

Номер дома, название общественного здания	Pp∑i, кВт	координаты эл. нагрузки	
		X, мм	Y, мм
1	2	7	8
ТП №1			
1. Дома с газовыми плитами (Трашутина 33, Эльтонская 2-я 51, 53	713,80	309,01	1224,03
2.Магазин продуктовый	50,00	504,44	1077,99
3.Детский сад (Зальцмана 24)	170,00	410,98	792,98
Итого по ТП №1:	898,20	333,38	1151,58
ТП №2			
1. Дома с электрическими плитами (Зальцмана 18,20,22, Эльтонская 2-я 47, 49)	593,22	689,93	849,21
2.Организации	18,90	667,83	782,14
3.Продуктовые магазины	350,00	689,80	833,49
4.Непродуктовые	64,00	711,49	808,51
5.Парикмахерские	33,80	751,85	875,27
6.Кафе	16,20	733,15	934,79
Итого по ТП №2:	973,64	692,58	843,27
ТП №3			
1. Дома с электрическими плитами (Трашутина 17,19,21,25,27,29)	691,94	773,95	1462,48
2.Организации	8,64	851,92	1458,99
3.Мед.учреждение	9,20	989,35	1493,77
4.Детская комната	2,55	989,40	1493,77
Итого по ТП №3:	714,95	776,96	1462,80

Продолжение таблицы 4.14

ТП №4			
1. Дома с электрическими плитами (Зальцмана 14,16, Эльтонская 2-я,36)	742,23	909,80	1090,94
2.Парикмахерские	26,00	961,64	1064,87
3.Детская комната	2,55	1088,01	1090,74
4.Организация (Зальцмана 14А)	17,50	954,76	1227,37
5.Продуктовый магазин	100,00	916,60	1055,65
6.Ателье	9,00	916,60	1055,65
Итого по ТП №4:	861,52	912,46	1087,33
ТП №5			
1. Дома с электрическими плитами (Зальцмана 8,10,Трашутина 9,11,13)	851,19	1368,61	1331,08
2.Детский сад (Зальцмана 12)	170,00	1189,07	1218,27
3.Детский центр	2,04	1465,19	1303,58
4.Организации	24,30	1167,89	1496,37
5.Продуктовый магазин	207,50	1431,70	1266,61
Итого по ТП №5:	1141,28	1359,23	1313,61
ТП №6			
1. Дома с газовыми плитами (Эльтонская 2-я,20,22,22А,24,26)	271,87	1329,79	853,33
2.Детский сад (Эльтонская 2-я 22Б)	136,00	1281,55	820,89
3.Организация	4,32	1049,17	761,57
4.Продуктовый магазин	175,00	1601,37	1015,25
5.Аптека	16,00	1515,68	948,99
Итого по ТП №6:	518,02	1399,29	894,27
ТП №7			
1. Дома с электрическими плитами (Эльтонская 2-я 18,24А)	400,38	1542,23	683,15
2.Школа (Эльтонская 16Б)	340,00	1534,93	436,77
3.Школа 2 корпус(Эльтонская 16А)	136,00	1404,10	452,04
4.Организация	5,40	1503,53	665,60
Итого по ТП №7:	695,48	1523,54	582,78

Окончание таблицы 4.14

ТП №8			
1. Дома с электрическими плитами (Лобинский 10-й переулок,1,2,3,3А,Сергея Герасимова 21,23,27)	709,95	2103,40	786,66
2.Школа	51,00	1984,94	612,43
3.Организации	37,80	1049,17	761,57
4.Детский сад	3,40	1049,17	761,57
5.Мед.учреждение	18,40	2130,67	1046,93
6.Парикмахерская	13,00	2130,67	1046,93
7.Аптека	9,60	2273,22	831,57
Итого по ТП №8:	815,68	2056,28	783,23
ТП №9			
1. Дома с электрическими плитами (Эльтонская 2-я,30А,30,32,34 Сергея Герасимова 25,29)	823,77	1980,46	1110,32
2.Мед.учреждение	18,40	1896,35	1131,29
3.Продуктовый магазин	20,00	1896,35	1131,29
Итого по ТП №9:	858,64	1977,78	1110,98

4.4 Составление картограммы электрических нагрузок

Для графического представления о составе активной мощности потребляемой различного вида зданиями (жилые и общественные), а также о части нагрузки приходящейся на электрическое освещение (внутриквартальное и наружное) на рассматриваемых ТП приводим картограмму на плане.

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок трансформатора, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ и электрического освещения.

Пример для ТП №1:

При этом радиус окружности и углы секторов различной нагрузки для каждого дома определяется по формулам 2.22 -2.25 соответственно:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{р.ТП.i}}{\pi \cdot m}} \quad (4.20)$$

$$\alpha_{р.жд.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.жд.i}}{P_{р.ТП.i}} \quad (4.21)$$

$$\alpha_{р.общ.зд.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.общ.зд.i}}{P_{р.ТП.i}} \quad (4.22)$$

$$\alpha_{р.осв.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.осв.i}}{P_{р.ТП.i}} \quad (4.23)$$

где $P_{р.Тпi}$, $P_{р.жд.i}$,$P_{р.общ.зд..i}$$P_{росв.i}$ – суммарные расчетные активные нагрузки соответственно всего ТП, жилого дома до 1 кВ, общественных зданий до 1 кВ, электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт·м^2, определяемого по формуле 2.24:

$$m = \frac{P_{min.p}}{\pi \cdot R_{min}^2} \quad (4.24)$$

где, $P_{min.p.}$ – минимальная расчетная активная мощность ТП;
R_{min} – минимальный принимаемый радиус, R_{min} = 10 мм.

Тогда минимальный масштаб площади по формуле 2.24 равен:

$$m = \frac{518,02}{3,14 \cdot 10^2} = 1,65 \ \frac{кВт}{мм^2}.$$

Радиус окружности для ТП1 по формуле 2.22 равен:

$$R_{ТП1} = \sqrt{\frac{898,2}{3,14 \cdot 1,65}} = 13,17 \text{ мм}.$$

Углы секторов для каждого типа нагрузки определяются по формулам 2.21 3.23 соответственно:

$$\alpha_{р.жд.i} = 360 \cdot \frac{713,8}{898,2} = 286,09°$$

$$\alpha_{р.общ.зд.i} = 360 \cdot \frac{176}{898,2} = 70,54°$$

$$\alpha_{р.осв.i} = 360 \cdot \frac{8,4}{898,2} = 3,37°$$

Расчет для остальных ТП аналогичен, все расчеты сводим в Таблицу 2.15

Вывод по разделу 4

В данном разделе мною были выбраны дома для подключения к ТП, посчитана нагрузка на эти ТП, выбраны трансформаторы для данных ТП, рассчитаны в них потери, а также посчитана картограмма нагрузок.

Таблица 2.15 - Картограмма нагрузок для рассматриваемых ТП

№ ТП	РрΣТП, кВт	Рр.жд., кВт	Рр.общ.зд, кВт	Рр.осв., кВт	X, мм	Y, мм	m	R, мм	αр.жд.	αр.общ.зд.	αр.осв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	898,20	713,80	176,00	8,40	333,38	1151,58	1,65	13,17	286,09	70,54	3,37
2	973,64	593,22	374,16	6,26	692,58	843,27		13,71	219,34	138,34	2,31
3	714,95	691,94	13,15	9,86	776,96	1462,80		11,75	348,41	6,62	4,96
4	896,08	742,23	147,59	6,26	912,46	1087,33		13,15	298,19	59,29	2,51
5	1141,28	851,19	283,80	6,28	1359,23	1313,61		14,84	268,50	89,52	1,98
6	518,02	271,87	233,79	12,36	1399,29	894,27		10,00	188,94	162,47	8,59
7	695,48	400,38	288,84	6,26	1523,54	582,78		11,59	207,25	149,51	3,24
8	815,68	709,95	98,36	7,37	2056,28	783,23		12,55	313,34	43,41	3,25
9	858,64	823,77	27,04	7,83	1977,78	1110,98		12,87	345,38	11,34	3,28

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА

5.1 Выбор вариантов электроснабжения

Величина напряжения на шинах высокого напряжения РП, находящегося на территории комплекса жилых и общественных зданий, определяется расположением источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от РП до этих источников и другими факторами.

Построение электрической сети зависит от требований степени надежности электроснабжения, а также от территориального расположения потребителей относительно РП и относительно друг друга. Кроме того, рациональный принцип построения распределительной сети должен учитывать возможность ее систематического развития, т.е. увеличение пропускной способности по мере возрастания электрической нагрузки.

Распределение электроэнергии от РП до потребительских ТП осуществляется по распределительным сетям 6 или 10 кВ [8, п. 3.1.4]. Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников второй категории надежности электроснабжения является сочетание петлевых схем 6/10 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых схем 0,4 кВ для питания потребителей. Согласно требованиям [5]:

– питающие сети 6/10 кВ должны сооружаться по схеме с автоматическим резервированием вводов в РП;

– нагрузочная способность линий и трансформаторов должна определяться принятым способом построения распределительной сети, расчетными режимами работы, с учетом перегрузочной способности оборудования и кабелей в послеаварийном режиме;

– РП 6/10 кВ, как правило, следует выполнять с одной секционированной системой сборных шин с питанием по взаиморезервируемым линиям, подключенным к разным секциям шин, на секционном выключателе должно предусматриваться устройство АВР.

Целесообразность принятия той или иной схемы обосновывается технико-экономическим сравнением вариантов, основной частью которых является расчет кабельных линий. Распределительные сети напряжением 6/10 кВ выполняются кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбирается прокладка кабелей в траншее (в одной траншее до 6 кабелей [11 п. 2.3.25]). Также учтем тот фактор, что источник питания шины ПС «Тепличная» имеет низшее напряжение 10 кВ.

Так как прокладка будет в земле, то необходимо применить бронированные кабели [11 п. 2.3.37] Поскольку в исходных данных не указано, какую коррозионную активность имеет грунт на территории микрорайона, а также

известно, что по улицам микрорайона отсутствуют трамвайные пути, тогда для прокладки в траншее выбираем кабели типа АПвБП.

Все существующие схемы распределительных сетей условно разделены на группы в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителей, создаваемого данной схемой. Требованиям, предъявляемым к электроснабжению электроприемников II категории, удовлетворяют схемы, в которых восстановление питания потребителей при повреждении сети обеспечивается за счет ввода резервных элементов действиями оперативного персонала. Такие схемы базируются на использовании линий, имеющих двухстороннее питание.

Наиболее приемлемыми с учетом изложенных выше требований в сочетании с простотой организации являются кольцевая и двухлучевая схемы [9], представленные соответственно на рисунках 3.1 и 3.2.

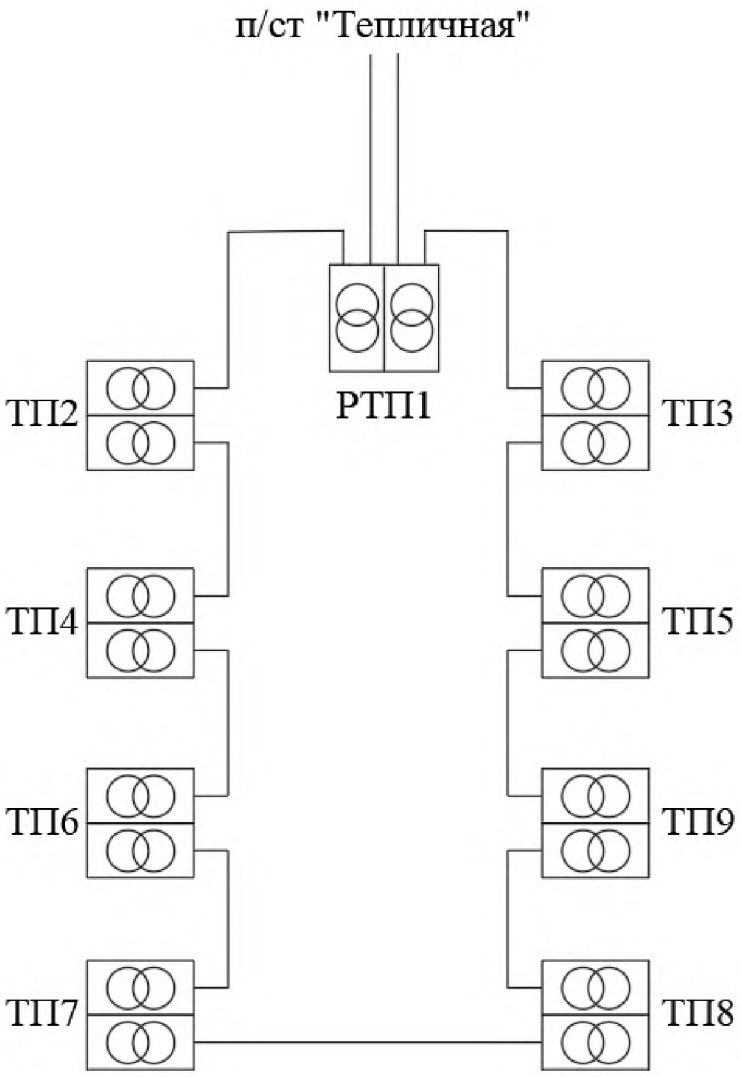

Рисунок 5.1 – Кольцевая схема электроснабжения микрорайона

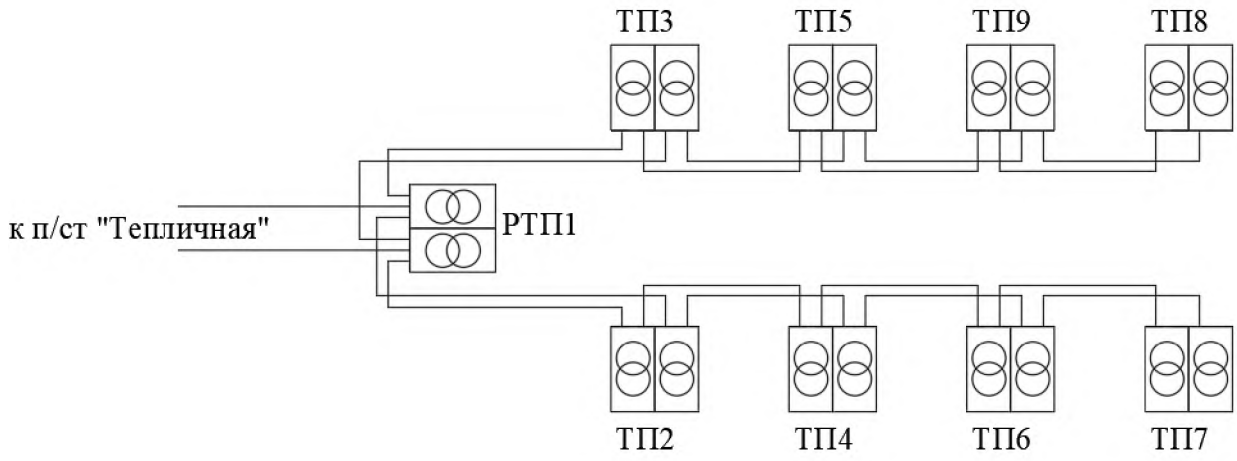

Рисунок 5.2 – Двухлучевая схема электроснабжения микрорайона

5.2 Расчет двухлучевой схемы

При расчете схем сети 10 кВ необходимо учесть, что принята в качестве ЦРП – центрального распределительного пункта подстанция ТП1 вследствие ближайшего места положения к подстанции «Тепличная».

При расчете двухлучевой схемы, разделим на два основных участка питание трансформаторных подстанций. В состав одного участка будут входить распределение мощности по участкам ТП1-ТП2-ТП4-ТП6-ТП7 от подстанции «Тепличная». В состав второго участка будет входить распределение мощности по участкам ТП1-ТП3-ТП5-ТП9-ТП8.

При построении двухлучевой схемы учет что в нормальном режиме питание на всех участках подается по двум кабелям, а в аварийном режиме по одному. Для определения мощности приходящейся на каждый участок кабельной линии (при соединении двойная магистраль) учтем распределение мощности на участках, питающих соседние ТП сложением соответствующих мощностей, полученных ранее. Расчет мощности произведем таблично и сведем в Таблицу 3.1. Далее необходимо рассчитать величины токов в нормальном и аварином режиме и предварительно выбрать кабели (для технико-экономического сравнения с другим вариантом – кольцом).

Выбираем прокладку кабелей в траншеях, т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки. Марка кабеля АПвБП. Это кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, имеющий алюминиевые жилы, с броней из стальных оцинкованных лент, с наружной оболочкой из полиэтилена или сополимера полиэтилена. [8 п. 2.3 таблица 2.2]

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Таблица 3.1 – Расчетные параметры двухлучевой схемы

Пункты приема	ТП1-ТП2	ТП2-ТП4	ТП4-ТП6	ТП6-ТП7	ТП1-ТП3	ТП3-ТП5	ТП5-ТП9	ТП9-ТП8	-
Длины участков, км	0,2	0,214	0,356	0,157	0,31	0,32	0,367	0,361	-
Подстанция	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6	ТП7	ТП8	ТП9
SpТП, кВА	1260	1260	1260	1260	2000	800	1260	1260	1260,00
Номер участка схемы	1	2	3	4	5	6	7	8	-
Мощность участков, кВА	4580	3320	2060	1260	5780	4520	2520	1260	-

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{р.к} = \frac{S_{р.к}}{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot n}, \quad (5.1)$$

где $S_{р.к.}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, $U_{ном} = 10$ кВ;

n – число кабельных линий, шт.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{р.к}}{j_э}, \quad (5.2)$$

где $j_э$ –экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Для жилых комплексов $T_м$ = 5300 ч/год и согласно [8 табл.1.3.36] экономическая плотность тока $j_э$ = 1,2 А/мм^2

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I`_{доп} = k_п \cdot k_t \cdot I_{доп.таб.} > \frac{I_{р.к.}}{n_k} \quad (5.3)$$

где $k_п$ –поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

k_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

n_k – число параллельных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I`_{ав} = k_{ав} \cdot I`_{доп} > \frac{I_{ав}}{n_k} = \frac{2I_{р.к.}}{n_k}, \quad (5.4)$$

где $k_{ав}$ – коэффициент перегрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_р \cdot r_0 \cdot l + Q_р \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_н^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп.} = 5\%, \quad (5.5)$$

где $P_р, Q_р$ – расчетные активная и реактивная нагрузки;

x_0, r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля;

$\Delta U_{доп}$=5% в нормальном режиме работы;

$\Delta U_{доп}$=10% в аварийном режиме работы.

Для технико-экономических расчетов необходимо определить величину потерь энергии в кабельных линиях по формуле (4.6). В наибольшей степени потери в линиях передач обусловлены потерями активной мощности за счет нагрева проводников:

$$\Delta W = 3I_{р.к}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot n_k \cdot \tau, \quad (5.6)$$

где τ число часов максимальных потерь, определяемое по формуле 3.11.

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{им.а}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \quad (5.7)$$

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{5300}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3747 \text{ ч.}$$

Расчет двухлучевой схемы сводим в Таблицу 3.2

Таблица 5.2 Предварительный расчет кабельных линий в двухлучевой схеме

Номер участка	Pр, кВт	Qр, кВАр	Sр, кВА	Fэ, мм	$F_{прин.}$	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		Iдоп.таб., А	$К_п$, о.е.	$К_t$, о.е.	$I'_{доп}$, А	$К_{ав}$, о.е.	$I'_{ав}$, А	F'прин.	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	количество	Марка кабеля	ΔW, МВт·ч/год
							в норм. режиме	в п/ав режиме														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	3083	1492	3428,23	82,57	95	В траншее+трубы	99,08	198,16	231,00	0,75	1,04	180,18	1,17	210,81	2х(3х150)	0,264	0,092	0,200	0,10	2	АПвЭБП	11,65
2	2110	957	2317,38	55,81	70	В траншее+трубы	66,98	133,95	150,00	0,75	1,04	117,00	1,17	136,89	2х(3х70)	0,568	0,111	0,214	0,14	2	АПвЭБП	12,26
3	1214	526	1323,15	31,87	70	В траншее+трубы	38,24	76,48	150,00	0,88	1,04	137,28	1,17	160,62	2х(3х70)	0,568	0,111	0,356	0,13	2	АПвЭБП	6,65
4	695	285	751,62	18,10	70	В траншее+трубы	21,72	43,45	150,00	0,88	1,04	137,28	1,17	160,62	2х(3х70)	0,568	0,111	0,157	0,03	2	АПвЭБП	0,95
5	3531	1576	3870,80	93,23	95	В траншее+трубы	111,87	223,75	262,00	0,75	1,04	204,36	1,17	239,10	2х(3х185)	0,211	0,088	0,310	0,14	2	АПвЭБП	18,40
6	1679	1238	3080,09	74,18	95	В траншее+трубы	89,02	178,04	206,00	0,75	1,04	160,68	1,17	188,00	2х(3х120)	0,325	0,096	0,320	0,11	2	АПвЭБП	18,53
7	1674	671	1805,65	43,49	70	В траншее+трубы	52,19	104,37	150,00	0,88	1,04	137,28	1,17	160,62	2х(3х70)	0,568	0,111	0,367	0,19	2	АПвЭБП	12,76
8	816	283	863,46	20,80	70	В траншее+трубы	24,96	49,91	150,00	0,88	1,04	137,28	1,17	160,62	2х(3х70)	0,568	0,111	0,361	0,09	2	АПвЭБП	2,87
																				ИТОГО:		84,07

*согласно ПУЭ 1.3.17 При смешанной прокладке КЛ доп.длит. Токи должны приниматься при условии наихудшего охлаждения, если длина его более 10 м.

**согласно ПУЭ 2.3.99 и 2.3.85 КЛ при пересечении въездов для авто во дворы и прокладке КЛ в подвалах и тех. подпольях жилых и общ. зданиях должны прокладываться в трубах

*** КЛ выбираем из рукаводство ЗАО "Завод "Южкабель" по таблице 2.7 из сшитого полиэтилена бронированные с алюминиевыми жилами

**** согласно РД 34.20.185-91 п.7.2.6. КЛ не менее 70 кв.мм

*****участки кабельных линий имеющих превышение тока в послеаварийном режиме необходимо принять меры по снижению снижению нагрузки на ТП путем отключения неответственных потребителей

5.3 Расчет кольцевой сети

Исходные данные необходимые для расчета кольцевой схемы возьмем из таблицы 3.1.

В таблице приведены расчетные мощности, приходящиеся на каждую из ТП, а также получена суммарная мощность участков, ТП1 – исключена из определения общей мощности так она является источником двухстороннего питания кольцевой сети 10 кВ.

В силу того, что характер графиков нагрузок подстанций одинаков, коэффициент мощности приблизительно равны, поэтому можно вместе векторного сложения использовать сложение модулей полной мощности.

По методике, приведенной в [9], кольцевую сеть необходимо разрезать по пункту питания и представить в виде линии с двусторонним питанием с узлами А и В по концам. Потоки мощности приближенно определяются по формулам 3.8 и 3.9:

$$S_A = \frac{\sum_{i-1}^{k} S_i l_{iB}}{l_{AB}}, \quad (3.8)$$

$$S_B = \frac{\sum_{i-1}^{k} S_i l_{iA}}{l_{AB}} \quad (3.9)$$

где S_i – нагрузка i-го узла, кВА;

l_{AB} суммарная длина участков сети, входящих в кольцо;

l_{iA} (l_{iB}) – длина всех участков от i- го узла до узла А (В).

Составим формулы для расчета потоков мощностей, входящих в формулы 3.9 -3.10 мощности для головных участков кольцевой схемы:

Участок 1-3:

$$S_3=S_{ТП3}\cdot(l_{1-2}+l_{2-4}+l_{4-6}+l_{6-7}+l_{7-8}+l_{8-9}+l_{9-5}+l_{5-3});$$

$$S_3= 790,72\cdot(0,2+0,214+0,356+0,157+0,47+0,361+0,367+0,32)=1933,3 \text{ кВА·км};$$

$$S_5=S_{ТП5}\cdot(l_{1-2}+l_{2-4}+l_{4-6}+l_{6-7}+l_{7-8}+l_{8-9}+l_{9-5});$$

$$S_5= 1274,44\cdot(0,2+0,214+0,356+0,157+0,47+0,361+0,367)=2708,18 \text{ кВА·км};$$

$$S_9=S_{ТП9}\cdot(l_{1-2}+l_{2-4}+l_{4-6}+l_{6-7}+l_{7-8}+l_{8-9});$$

$$S_9= 942,19\cdot(0,2+0,214+0,356+0,157+0,47+0,361)= 1656,37 \text{ кВА·км};$$

$$S_8=S_{ТП8}\cdot(l_{1-2}+l_{2-4}+l_{4-6}+l_{6-7}+l_{7-8});$$

$$S_8= 863,46\cdot(0,2+0,214+0,356+0,157+0,47)= 1206,25 \text{ кВА·км};$$

$$S_7=S_{ТП7}\cdot(l_{1-2}+l_{2-4}+l_{4-6}+l_{6-7}) = 751,62\cdot(0,2+0,214+0,356+0,157)= 696,75 \text{ кВА·км};$$

$$S_6=S_{ТП6}\cdot(l_{1-2}+l_{2-4}+l_{4-6}) = 571,53\cdot(0,2+0,214+0,356)=440,08 \text{ кВА·км};$$

$$S_4=S_{ТП4}\cdot(l_{1-2}+l_{2-4}) = 994,23\cdot(0,2+0,214)=411,61 \text{ кВА·км};$$

$$S_2=S_{ТП2}\cdot(l_{1-2}) = 1110,85\cdot0,2=222,17 \text{ кВА·км};$$

$$\sum L =0,2+0,214+0,356+0,157+0,47+0,361+0,367+0,32+0,31=2,755 \text{ км}$$

$$S_{1\text{-}3}=\frac{S_2+\dots S_9}{\sum L}=\frac{9274,72}{2,755}=3366,5\ \text{кВА}$$

Участок 1-2 находим аналогично

$$S_{1\text{-}2}=\frac{S_2+\dots S_9}{\sum L}=\frac{10834,12}{2,755}=3932,53\ \text{кВА}$$

Тогда потоки мощности через головные участки будут равны:

$$S_{1\text{-}3}=3366,5\ \text{кВА},$$
$$S_{1\text{-}2}=3932,53\ \text{кВА},$$

Проверка расчетов производится по балансу мощностей, по формуле 3.11:
Что участвует в балансе, откуда берется?

$$S_{1\text{-}3}+S_{1\text{-}2}=\sum_{i=1}^{k} S_i, \qquad (3.10)$$

где $S_{1\text{-}3}, S_{1\text{-}2}$ – потоки мощности через головные участки определяемые по формуле 3.8 и 3.9;
$\sum_{i=1}^{k} S_i$ – суммарная мощность всей кольцевой сети.

$$3366,5 + 3932,53 = 7299,04\ \text{кВА};$$
$$7299,04\ \text{кВА} = 7299,04\ \text{кВА}$$

Потокораспределение на остальных участках сети находится по первому закону Кирхгофа.

Результаты расчета потоков мощности для кольцевой схемы в нормальном режиме приведены в таблице 4.3. Далее определим точку потокораздела сети, начиная с головных участков:

Таблица 5.3– Определение потоков мощности в нормальном режиме

S3-5	2575,79	S2-4	2821,68
S5-9	1301,35	S4-6	1827,45
S9-8	437,89	S6-7	1255,92
S8-7	-425,57	S7-8	261,69
Точка потокораздела на интервале 7-8			

Точка потокораздела определяется на участке где мощность становится отрицательной или равна 0. По точке потокораздела в нормальном режиме необходимо произвести отключение.

Далее необходимо произвести расчет в послеаварийном режиме при обрыве одного из кабелей головного участка. Производится проверка выбранных сечений кабеля в аварийных режимах: обрыв линии 1-3 или обрыв линии 1-2. Питание распределительной сети 10 кВ осуществляется от одной из двух секций шин ЦРП 10кВ. Расчет производится аналогично расчету в нормальном режиме. По наиболее большему полученному расчетному сечению по экономической плотности выбирается кабеля для каждого из участков рассматриваемой петлевой схемы. При оценке, выбранных сечений по экономической плотности тока, следует учесть допустимые нагрузки в послеаварийном и нормальном режимах, в случае если кабель проходит с меньшим сечением, то принять таковое. Результаты расчетов сводим в таблицу 3.4:

Таблица 5.4 – Расчет сечений участков кольцевой схемы

Обрыв участка	№ i-го участка	$S_{iав}$, кВА	$I_{iав}$, А	$I_{iав}$, А	n кабелей	$I_{доп.табл.}$,А	$F_{эк.}$, мм^2	$F_{прин.}$, мм^2
1-3	3-5	790,72	45,71	45,71	1	150	38,09	70
	5-9	2065,15	119,37	119,37	1	150	99,48	70
	9-8	3007,34	173,83	173,83	1	231	144,86	150
	8-7	3870,80	223,75	223,75	1	231	186,45	150
	7-6	4622,42	267,19	133,60	2	150	222,66	70
	6-4	5193,96	300,23	150,11	2	180	250,19	95
	4-2	6188,18	357,70	178,85	2	180	298,08	95
	2-1	7299,04	421,91	210,95	2	231	351,59	150
1-2	2-4	1110,85	64,21	64,21	1	150	53,51	70
	4-6	2105,08	121,68	121,68	1	150	101,40	70
	6-7	2676,61	154,72	154,72	1	180	128,93	95
	7-8	3428,23	198,16	198,16	1	206	165,14	120
	8-9	4291,69	248,07	124,04	2	180	206,73	95
	9-5	5233,88	302,54	151,27	2	180	252,11	95
	5-3	6508,32	376,20	186,22	2	206	313,50	120
	3-1	7299,04	421,91	210,95	2	231	351,59	150

При расчете аварийного режима выбираются участки с наибольшими проходными мощностями. По этим значениям мощности произведем предварительный расчет кабельных линий в кольцевой схеме по формулам из подраздела 3.2 и сведем полученные расчетные величины в Таблицу 3.5.

Таблица 5.5 Предварительный расчет кабельных линий в кольцевой схеме

Номер участка	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА	Fэ, мм	$F_{прин.}$	n	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		Iдоп.таб., А	$K_п$, о.е.	K_t, о.е.	$I'_{доп}$, А	$K_{ав}$, о.е.	$I'_{ав}$, А	F'прин.	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	количество	Марка кабеля	ΔW, МВт·ч/год
								в норм. режиме	в п/ав режиме														
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	3083	1492	3428,23	82,57	150	2	В траншее+трубы	99,08	210,95	231,00	0,75	1,04	180,18	1,17	210,81	2х(3х150)	0,206	0,092	0,200	0,08	2	АПвЭБП	9,09
2	2110	957	2317,38	55,81	120	2	В траншее+трубы	66,98	178,85	206,00	0,75	1,04	160,68	1,17	188,00	2х(3х120)	0,253	0,103	0,214	0,07	2	АПвЭБП	5,46
3	1214	526	1323,15	31,87	95	2	В траншее+трубы	38,24	150,11	180,00	0,88	1,04	164,74	1,17	192,74	2х(3х95)	0,32	0,105	0,356	0,08	2	АПвЭБП	3,75
4	695	285	751,62	18,10	70	2	В траншее+трубы	21,72	133,60	150,00	0,88	1,04	137,28	1,17	160,62	2х(3х70)	0,443	0,111	0,157	0,03	2	АПвЭБП	0,74
5	3531	1576	3870,80	93,23	150	2	В траншее+трубы	111,87	210,95	231,00	0,75	1,04	180,18	1,17	210,81	2х(3х150)	0,206	0,092	0,310	0,14	2	АПвЭБП	17,97
6	2816	1238	3080,09	74,18	120	2	В траншее+трубы	89,02	186,22	206,00	0,75	1,04	160,68	1,17	188,00	2х(3х120)	0,253	0,103	0,320	0,13	2	АПвЭБП	14,42
7	1674	671	1805,65	43,49	95	2	В траншее+трубы	52,19	151,27	180,00	0,88	1,04	164,74	1,17	192,74	2х(3х95)	0,32	0,105	0,367	0,11	2	АПвЭБП	7,19
8	816	283	863,46	20,80	95	2	В траншее+трубы	24,96	124,04	180,00	0,88	1,04	164,74	1,17	192,74	2х(3х95)	0,32	0,105	0,361	0,05	2	АПвЭБП	1,62
																						ИТОГО:	60,24

*согласно ПУЭ 1.3.17 При смешанной прокладке КЛ доп.длит. Токи должны приниматься при условии наихудшего охлаждения, если длина его более 10 м.

**согласно ПУЭ 2.3.99 и 2.3.85 КЛ при пересечении въездов для авто во дворы и прокладке КЛ в подвалах и тех. подпольях жилых и общ. зданиях должны прокладываться в трубах

*** КЛ выбираем из рукаводство ЗАО "Завод "Южкабель" по таблице 2.7 из сшитого полиэтилена бронированные с алюминиевыми жилами

**** согласно РД 34.20.185-91 п.7.2.6. КЛ не менее 70 кв.мм

*****участки кабельных линий имеющих превышение тока в послеаварийном режиме необходимо принять меры по снижению снижению нагрузки на ТП путем отключения неответственных потребителей

5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов

Варианты схем электроснабжения различаются по капитальным затратам и расходам на эксплуатацию. Технико-экономическое сравнение осуществляется на основе приведенных затрат, поскольку данные варианты эквивалентны по экономическому результату.

Приведенные затраты по каждому варианту определяются по формуле 5.12.

$$З_t = E_Н K_t + И_{Эt} + И_{ПЭЭt}, \quad (5.12)$$

где $E_Н$ нормативный коэффициент эффективности, равный $E_Н = 0{,}12 \frac{1}{год}$ [10 таблица 2.23]

K_t капитальные затраты на сооружение объекта, тыс. руб, определяемые по формуле 3.13;

$И_{Эt}$ издержки при эксплуатации, тыс. руб/год, определяемые по формуле 3.14;

$И_{ПЭЭt}$ издержки, связанные с потерями при передаче электроэнергии, тыс. руб/год, определяемые по формуле 5.15.

Капитальные затраты на сооружение объекта, определяются как:

$$K_t = K_{Сб.базис} И_ц K_{НДС}, \quad (5.13)$$

где $K_{Сб.базис}$ капиталовложения на объект из сборника укрупненных показателей в базисных ценах, тыс.руб;

$И_ц$ индекс цен, которые приводят цены базисного года к текущему, определяется из данных Росстата, $И_ц = 1{,}0997$ на декабрь 2019 года [11];

$K_{НДС}$ коэффициент, учитывающий НДС, на ноябрь 2019 года $K_{НДС} = 1{,}2$.

Издержки, связанные с эксплуатацией объекта, определяются как:

$$И_{Эt} = \sum_{i=1}^{n_t} \left(E_a + E_{тр}\right)_i K_{ti} \quad (5.14)$$

где E_a нормативный коэффициент амортизации, 1/год;

$E_{тр}$ нормативный коэффициент текущего ремонта, 1/год;

n_t число типов оборудования, отличающихся нормативными коэффициентами отчисления, находящихся в эксплуатации на текущий год;

K_{ti} капитальные вложения на i-ый тип оборудования, тыс. руб.

Издержки, связанные с потерями при передаче электроэнергии, определяются как:

$$И_{ПЭЭt} = C_0 \cdot \Delta W, \quad (5.15)$$

где C_0 значение тарифа за электроэнергию, определяемого по формуле 3.15, $\frac{руб}{кВт \cdot ч}$;

ΔW потери ЭЭ в линиях и других объектах, которые учитываются при сопоставлении вариантов, кВт · ч.

Значение тарифа за ЭЭ определяется как:

$$C_0 = \left(\frac{\alpha_\Sigma}{T_{има}} + \beta_\Sigma\right), \quad (5.16)$$

где α_Σ основная ставка двухставочного тарифа, α_Σ=1226,5 $\frac{руб}{кВт \cdot мес}$;

β_Σ дополнительная плата, обусловленная дополнительными затратами энергоснабжающей организации, β_Σ=1,295 $\frac{руб}{кВт \cdot ч}$.

Тогда значение тарифа за ЭЭ будет равным по формуле 3.16:

$$C_0 = \left(\frac{1226{,}5 \cdot 12}{5300} + 1{,}295\right) = 4{,}07 \ \frac{руб}{кВт \cdot ч}.$$

Приведем пример расчета для участка ТП1-ТП2 кольцевой схемы.

Капитальные затраты связанные на сооружение КЛ состоящей из двух кабелей АПвБП 3х150, длинной равной 200 м и стоимостью 898,63 тыс. руб/км [12 таблица 12.01.017] будет равна по формуле 3.13:

$$К_t = 1074{,}11 \cdot 0{,}2 \cdot 2 \cdot 1{,}0997 \cdot 1{,}2 = 1739{,}24 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки, связанные с эксплуатацией объекта, с коэффициентами $E_a = 0{,}03$ $E_{тр} = 0{,}015$ [10 таблица 2.23], определяются по формуле 3.14:

$$И_{Эt} = (0{,}03 + 0{,}015) \cdot 1739{,}24 = 78{,}27 \ \frac{тыс.руб}{год}.$$

Издержки, связанные с потерями при передаче электроэнергии по формуле 3.15:

$$И_{ПЭЭt} = 4{,}07 \cdot 60{,}24 = 245{,}18 \ \frac{тыс.руб}{год}.$$

Аналогично определяются затраты и издержки для других участков и другой схемы, результаты расчетов заносим в таблицы 3.6 и 3.7 для петлевой схемы и двухлучевой соответственно.

Таблица 5.6 Затраты связанные с кольцевой схемой

Участок цепи (Элемент)	Параметры кабеля(элемента)	L, км	C, тыс. руб/км	K, тыс. руб	Иц.t/Тбаз	Кндс	Kt, тыс. руб
ТП1-ТП2	2хАПвЭБП 3х150	0,2	1074,11	429,64	1,0997	1,2	566,98
ТП2-ТП4	2хАПвБП 3х120	0,214	930,58	398,29			525,60
ТП4-ТП6	2хАПвБП 3х95	0,356	845,04	601,67			793,99
ТП6-ТП7	2хАПвБП 3х70	0,157	731,73	229,76			303,20
ТП7-ТП8	АПвБП 3х120	0,47	930,58	874,75			1154,35
ТП8-ТП9	2хАПвБП 3х95	0,361	845,04	610,12			805,14
ТП9-ТП5	2хАПвБП 3х95	0,367	845,04	620,26			818,52
ТП5-ТП3	2хАПвЭБП 3х120	0,32	930,58	595,57			785,94
ТП3-ТП1	2хАПвЭБП 3х150	0,31	1074,11	665,95			878,81
РТП 1	10 ячеек	1	18660,43	18660,43			24625,05
				ИТОГО:			31 257,57

Продолжение таблицы 5.6

Участок цепи (Элемент)	Ен	Еа	Етр	Иэt, тыс. руб	ΔW,МВт*ч/год	С0, руб/кВт*ч	Ипээt, тыс. руб
ТП1-ТП2	0,12	0,03	0,015	25,51	9,09	4,07	37,01
ТП2-ТП4				23,65	5,46		22,22
ТП4-ТП6				35,73	3,75		15,24
ТП6-ТП7				13,64	0,74		3,00
ТП7-ТП8				51,95	0		0,00
ТП8-ТП9				36,23	1,62		6,58
ТП9-ТП5				36,83	7,19		29,27
ТП5-ТП3				35,37	14,42		58,70
ТП3-ТП1				39,55	17,97		73,13
РП 1	0,12	0,063	0,01	1 797,63	-	-	-
	ИТОГО:			2 096,09	ИТОГО:		245,17

Тогда приведенные затраты для кольцевой схемы по формуле 3.12 будут равны:

$$З_t = 0{,}12 \cdot 31257{,}57 + 2096{,}09 + 245{,}17 = 6092{,}17 \ \frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}}.$$

Таблица 5.7 Затраты связанные с двухлучевой схемой

Участок цепи (Элемент)	Параметры кабеля(элемента)	L, км	С, тыс. руб/км	К, тыс. руб	Иц.t/Тбаз	Кндс	Kt, тыс. руб
ТП1-ТП2	2хАПвБП 3х150	0,2	1074,11	429,64	1,0997	1,2	566,98
ТП2-ТП4	2хАПвБП 3х70	0,214	731,73	313,18			413,29
ТП4-ТП6	2хАПвБП 3х70	0,356	731,73	520,99			687,52
ТП6-ТП7	2хАПвБП 3х70	0,157	731,73	229,76			303,20
ТП1-ТП3	2хАПвБП 3х185	0,31	1123,53	696,59			919,25
ТП3-ТП5	2хАПвБП 3х120	0,32	93,58	59,89			79,03
ТП5-ТП9	2хАПвБП 3х70	0,367	731,73	537,09			708,77
ТП9-ТП8	2хАПвЭП 3х70	0,361	731,73	528,31			697,18
РТП 1	12 ячеек	1	21832,98	21832,98			28811,67
				ИТОГО:			33 186,88

Продолжение таблицы 5.7

Участок цепи (Элемент)	Ен	Еа	Етр	Иэt, тыс. руб	ΔW,МВт*ч/год	С0, руб/кВт*ч	Ипээt, тыс. руб
ТП1-ТП2	0,12	0,03	0,015	25,51	11,65	4,07	47,43
ТП2-ТП4				18,60	12,26		49,89
ТП4-ТП6				30,94	6,65		27,06
ТП6-ТП7				13,64	0,95		3,85
ТП1-ТП3				41,37	18,40		74,91
ТП3-ТП5				3,56	18,53		75,41
ТП5-ТП9				31,89	12,76		51,95
ТП9-ТП8				31,37	2,87		11,68
РП 1	0,12	0,063	0,01	2 103,25	-	-	-
	ИТОГО:			2 300,14	ИТОГО:		342,18

Тогда приведенные затраты для двухлучевой схемы по формуле 3.12 будут равны:

$$З_t = 0{,}12 \cdot 33186{,}88 + 2300{,}14 + 342{,}18 = 6624{,}74 \ \frac{\text{тыс.руб}}{\text{год}}.$$

Вывод по разделу 5

В данном разделе мною было проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов внутреннего электроснабжения, выбраны кабели на напряжении 10 кВ. Как видно из технико-экономического сравнения, вариант кольцевой схемы является наиболее удачным. Поэтому выберем данный вариант для электроснабжения микрорайона.

6 ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ ОТ ПОДСТАНЦИИ «ТЕПЛИЧНАЯ» 10 КВ

Условная схема электроснабжения микрорайона от подстанции «Тепличная» представлена на рисунке 6.1.

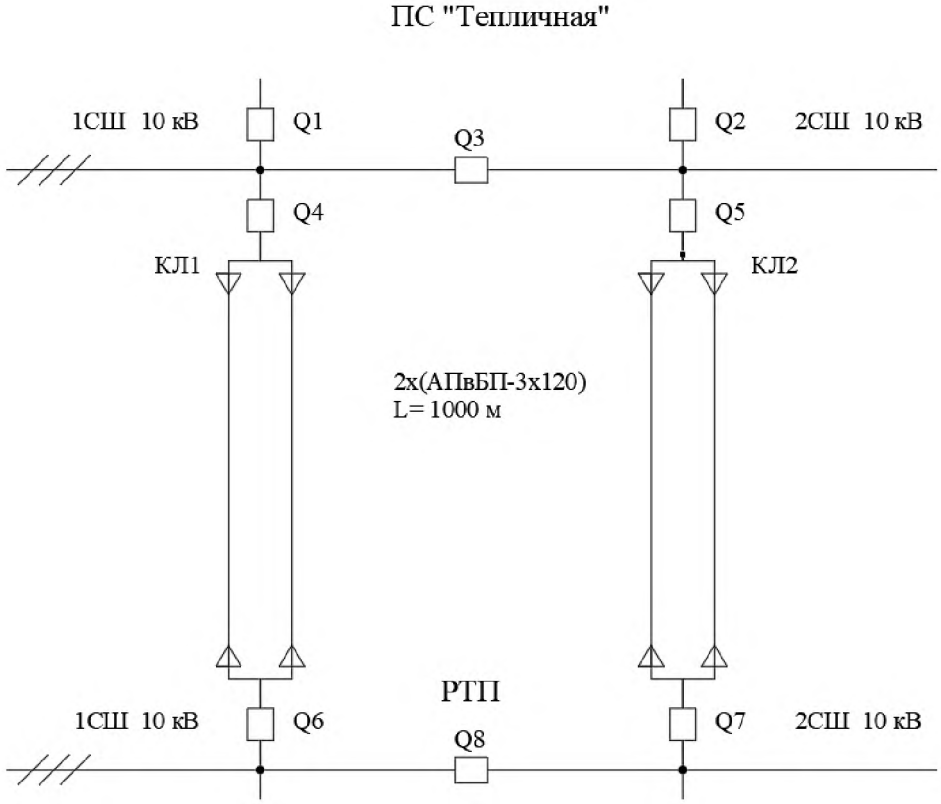

Рисунок 6.1 – Условная схема внешнего электроснабжения

Расчетная активная мощность, передаваемая энергосистемой в каждую двухлучевую схему, определяется [8]:

$$P_P = K_{ом} \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} P_{Р.ТП} + \Delta P_{ТПi} \right), \quad (6.1)$$

где $P_{Р.ТП}$ – расчетная активная нагрузка i-го микрорайона, кВт;

$\Delta P_{ТПi}$ – потери активной мощности в трансформаторах городских ТП рассматриваемого района, кВт;

$K_{ом}$ – коэффициент одновременности максимумов (зависит от числа трансформаторов запитываемых от ЦРП и застройки микрорайона);

Для ЦРП микрорайона:

$$P_{р.} = 0{,}75 \cdot (898{,}2 + 973{,}64 + 714{,}95 + 896{,}08 + 1141{,}28 + 518{,}02 + 695{,}48 + 815{,}68 + 858{,}64 + 80{,}14) = 5694{,}08 \text{ кВт}.$$

Аналогично рассчитаем реактивную мощность, передаваемую энергосистемой в двухлучевую схему:

$$Q_{р.}=K_{ом}\cdot\left(\sum Q_{Р.ТП}+\Delta Q_{ТПi}\right) \quad (6.2)$$

где $Q_{Р.Т}$ – расчетная реактивная нагрузка i-го микрорайона, кВАр;

$\Delta Q_{Тпi}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах городских ТП рассматриваемого микрорайона, кВАр;

Для ЦРП микрорайона:

$$Q_{р.} = 0{,}75 \cdot (407{,}3 + 534{,}8 + 337{,}75 + 430{,}74 + 567{,}17 + 241{,}45 + 285{,}05 + 283{,}26 + 387{,}89 + 365{,}77) = 2880{,}86 \text{ кВАр}.$$

Определим полную мощность для каждого луча двухлучевой схемы по формуле:

$$S_{р.}=\sqrt{P^2_{р.ЦРП}+Q^2_{р.ЦРП}}. \quad (6.3)$$

Для ЦРП микрорайона:

$$S_{р.}=\sqrt{5694{,}08^2+2880{,}86^2} = 6381{,}38 \text{ кВА}.$$

По формулам 6.1 - 6.7 производим расчет токовых параметров питающих кабельных линий от подстанции «Тепличная» до лучей схемы питания 10 кВ микрорайона таблично и сводим в таблицу 6.1:

Вывод по разделу 6

В данном разделе мною были выбраны КЛ, питающие микрорайон от подстанции «Тепличная».

Таблица 6.1 - Расчет кабельных линий от подстанции "Тепличная" до подстанций микрорайона Чурилово

Расчетные активные нагрузки на трансформаторных подстанциях, кВт									Расчетные реактивные нагрузки на трансформаторных подстанциях, кВт									$\Delta P_{тр}$,кВт	$\Delta Q_{тр}$,кВАр	$К_{ом}$	РрΣмкр. ,кВт	QpΣмкр. ,кВАр	SpΣмкр. ,кВА	Нагрузка на кабель		Jэк.сшп,А/мм2	Fэк.сшп,мм2	Fэк.табл,мм2
ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6	ТП7	ТП8	ТП9	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6	ТП7	ТП8	ТП9							Ip.ном ,А	Ip.п/ав ,А			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
898,20	973,64	714,95	896,08	1141,28	518,02	695,48	815,68	858,64	407,30	534,80	337,75	430,74	567,17	241,45	285,02	283,26	387,89	80,14	365,77	0,75	5694,08	2880,86	6381,38	92,22	184,43	1,60	57,64	70,00

Продолжение таблицы 6.1

РрΣмкр. кВт	QpΣмкр. кВАр	Fэ, мм	$F_{прин.}$	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		Iдоп.таб., А	$К_{п}$, о.е.	$К_{t}$, о.е.	$I'_{доп}$, А	$К_{ав}$, о.е.	$I'_{ав}$, А	I'прин.	го, Ом/км	хо, Ом/км	L, км	ΔU, %	количество	Марка кабеля	ΔW, МВт·ч/год
					в норм. режиме	в п/ав режиме														
30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
5694,08	2880,86	57,64	70	В трубе*	92,22	184,43	206,00	0,75	1,04	160,68	1,25	200,85	4х120	0,568	0,111	1,000	0,89	4	АПвБП	55,12

* т.к. в аварийном режиме видим, что кабель не пройдет по предельно допустимому току, то количество прокладываемых кабелей от ПС увеличим до 4ех

7 ВЫБОР ДВОРОВЫХ СХЕМ ПИТАНИЯ 0,4 КВ

7.1 Выбор вариантов электроснабжения и расчет питающих линий

Городские распределительные сети 0,4 кВ могут иметь различные схемы построения. Для питания ЭП (II категории) и, в частности жилых и бытовых зданий, применяют радиальную схему с двумя кабельными линиями (рисунок 5.1 а) и кольцевую схему, запитывающую 2-3 здания (III и II категории) (рисунок 5.1 б). В кольцевой схеме в случае выхода из строя одной питающей линии, питание здания осуществляется по резервной линии.

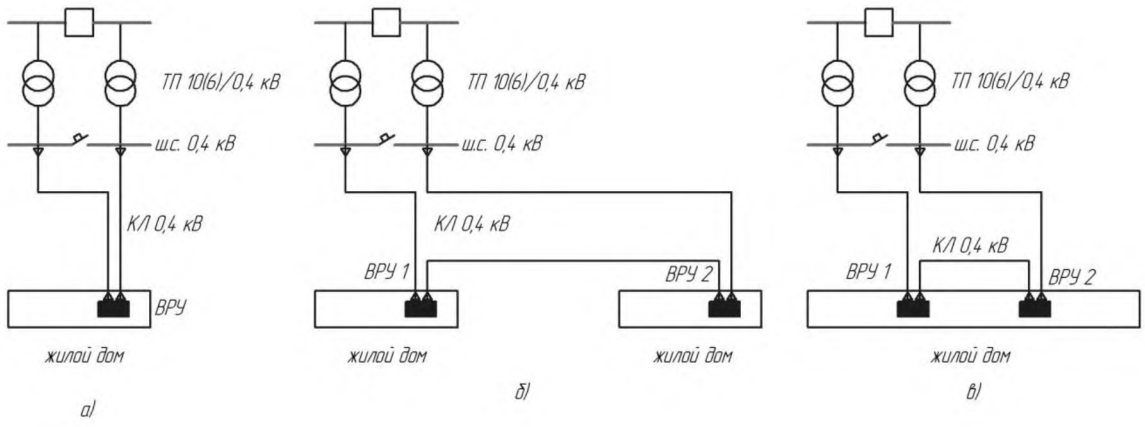

Рисунок 7.1 –Варианты схем электроснабжения 0,4 кВ
а) Радиальная при питании одного жилого здания
б) Кольцевая схема питания нескольких жилых зданий
в) Кольцевая схема питания одного многоэтажного здания

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными четырехпроводными кабеля на напряжение до 1 кВ. Сечения питающих линий выбираются по потере напряжения с проверкой по длительно допустимому току в нормальном и аварийном режимах.

Рассмотрим вариант схемы для рассматриваемого дома расположенного по улице Эльтонская 2-я д.47, так как дом имеет повышенную этажность (10 этажей) то при построении схемы питания необходимо резервирование по двум кабелям, при условии, что в доме два подъезда (72 квартиры) и дом имеет большую протяженность требуется установка нескольких ВРУ. Принимаем для питания вариант схемы на рисунке 5.1 – в. Особенностью данной схемы является:

- головные участки схемы, кабельные линии 0,4 кВ питаются от разных трансформаторов ТП и резервируют себя при аварии одного из них.

- в случаи выхода из строя участка кабельной линии ТП-ВРУ дома между ВРУ есть кабельная перемычка, которая учитывает половину расчетной мощности

жилого здания (учтем, что квартиры, санитарно-технические устройства и иные потребители распределены равномерно между подъездами.)

7.2 Выбор кабельных линий 0,4 кВ

Сечение кабелей напряжением 0,4 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{р.к} = \frac{S_{р.к}}{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot n}, \quad (7.1)$$

где $S_{р.к.}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, $U_{ном} = 0{,}4$ кВ;

n – число кабельных линий, шт.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{р.к}}{j_э}, \quad (7.2)$$

где $j_э$ –экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Для жилых комплексов $T_м$ = 5300 ч/год и согласно [8 табл.1.3.36] экономическая плотность тока $j_э$ = 1,2 А/мм^2

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I_{доп}^{``} = k_п \cdot k_t \cdot I_{доп}^{`} > \frac{I_{р.k.}}{n_k} \quad (7.3)$$

где $k_п$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

k_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

n_k – число параллельных кабелей в кабельной линии.

$I_{доп}^{`}$ – величина допустимого тока табличного, приведенная к 4х жил. КЛ.

При расчете учтем что полная расчетная мощность дома с учетом общественных зданий была определена ранее, в главе 3.4 и равняется: $S_{0.4кВ}$ = 255,89 кВА.

Расчетный ток по формуле 5.1:

$$I_{р.к}=\frac{255,89}{\sqrt{3}\cdot 0,4}=369,34\ А$$

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока, выбираем по наибольшему току (в послеаварийном режиме):

$$F_э=\frac{369,34}{1,2}=307,78\ мм^2$$

Намечаем к установке кабель с низким дымовыделением АВБбШвнг-LS 4х240 Величина допустимого тока табличного для кабеля с учетом 4 жилы согласно [8,Таблицы 1.3.7]:

$$I_{доп}^{`}=465\cdot 0,8=372\ А$$

Расчетный ток в кабельной линии в аварийном режиме:

Величина допустимого длительного тока с условием прокладки (1 кабеля в траншеи):

$$I_{доп}^{``}=1,00\cdot 1,04\cdot 372=386,88\ А.$$

Данный кабель принимаем к установке.

Выберем кабель на участке между ВРУ дома:

$$S_{0.4кВ}=\frac{255,89}{2}=127,9\ кВА$$

Расчетный ток:

$$I_{р.к}=\frac{127,9}{\sqrt{3}\cdot 0,4}=184,67\ А$$

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока выбираем по наибольшему току (в послеаварийном режиме):

$$F_э=\frac{184,67}{1,2}=153,9\ мм^2$$

Намечаем к установке кабель с низким дымовыделением АВБбШвнг-LS 4х150 Величина допустимого тока табличного для кабеля с учетом 4 жилы согласно [8,Таблицы 1.3.7], учитываем что кабель проложен внутри подвальных помещений дома (величина допустимого тока из таблицы 1.3.7 берется как для воздуха):

$$I_{доп}^{`}=235\cdot 0,92=216,2\ А$$

Расчетный ток в кабельной линии в аварийном режиме:

Величина допустимого длительного тока с условием прокладки (1 кабеля в траншеи):

$$I_{доп}^{``}=1,00\cdot 1,04\cdot 216,2=224,85\ А.$$

Расчет по остальным зданиям сведем в таблицу 7.1

Таблица 7.1 – расчет КЛ 0,4 кВ питающие ВРУ домов микрорайона

Улица	№ домов	Sр.жд., кВА	Категория по надежности	Iздания, А	Количество ВРУ	Ток на ВРУ, А	Сечение КЛ по Экономической плотности тока, мм2	количество и сечение КЛ	Допустимый длительный ток КЛ с учетом прокладки Iдоп, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Зальцмана	8	250,14	2	361,1	1	361,05	300,88	2х240	386,88
Зальцмана	10	346,79	2	500,5	2	250,27	208,56	4х240	386,88
Зальцмана	14	250,14	2	361,1	1	361,05	300,88	2х240	386,88
Зальцмана	16	336,91	2	486,3	2	243,14	202,62	4х240	386,88
Зальцмана	18	166,99	2	241	1	241,03	200,85	2х240	386,88
Зальцмана	20	193,35	2	279,1	1	279,07	232,56	2х240	386,88
Зальцмана	22	111,54	2	161	1	160,99	134,16	2х150	224,85
пер. Лобинский 10-й	1	85,89	3	124	1	123,97	103,31	1х120	191,36
пер. Лобинский 10-й	2	152,13	3	219,6	1	219,57	182,98	1х185	258,34
пер. Лобинский 10-й	3	130,65	3	188,6	1	188,57	157,15	1х185	258,34
пер. Лобинский 10-й	3а	21,73	3	31,37	1	31,367	26,139	1х35	86,112
Сергея Герасимова	21	206,19	3	297,6	1	297,6	248	1х240	386,88
Сергея Герасимова	23	130,65	3	188,6	1	188,57	157,15	1х185	258,34
Сергея Герасимова	25	186,82	2	269,6	1	269,65	224,71	2х240	386,88
Сергея Герасимова	27	220,36	2	318,1	1	318,06	265,05	2х240	386,88
Сергея Герасимова	29	115,83	3	167,2	1	167,19	139,32	1х150	224,85

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трашутина	9	176,72	2	255,1	1	255,08	212,57	2x240	386,88
Трашутина	11	137,68	2	198,7	1	198,72	165,6	2x185	258,34
Трашутина	13	179,04	2	258,4	1	258,43	215,35	2x240	386,88
Трашутина	17	176,72	2	255,1	1	255,08	212,57	2x240	386,88
Трашутина	19	137,68	2	198,7	1	198,72	165,6	2x185	258,34
Трашутина	21	177,89	2	256,8	1	256,76	213,97	2x240	386,88
Трашутина	25	191,81	2	276,9	1	276,85	230,71	2x240	386,88
Трашутина	27	137,68	2	198,7	1	198,72	165,6	2x185	258,34
Трашутина	29	191,81	2	276,9	1	276,85	230,71	2x240	386,88
Трашутина	33	472,26	2	681,6	2	340,82	284,02	4x240	386,88
Эльтонская 2-я	18	151,63	2	218,9	1	218,86	182,38	2x185	258,34
Эльтонская 2-я	20	76,58	3	110,5	1	110,53	92,112	1x95	162,66
Эльтонская 2-я	22	76,58	3	110,5	1	110,53	92,112	1x95	162,66
Эльтонская 2-я	22а	76,58	3	110,5	1	110,53	92,112	1x95	190,32
Эльтонская 2-я	24	88,03	3	127,1	1	127,06	105,88	1x120	191,36
Эльтонская 2-я	24а	306,00	3	441,7	2	220,84	184,03	2x185	258,34
Эльтонская 2-я	26	65,93	3	95,16	1	95,159	79,299	1x95	162,66
Эльтонская 2-я	30	157,98	2	228	1	228,02	190,02	2x240	444,91
Эльтонская2-я	30а	185,28	2	267,4	1	267,43	222,86	2x240	444,91
Эльтонская 2-я	32	305,39	2	440,8	2	220,39	183,66	4x185	258,34
Эльтонская 2-я	34	130,65	3	188,6	1	188,57	157,15	1x185	258,34
Эльтонская 2-я	36	308,42	2	445,2	2	222,58	185,49	4x185	258,34
Эльтонская 2-я	47	140,55	2	202,9	1	202,87	169,06	2x185	258,34
Эльтонская 2-я	49	134,76	2	194,5	1	194,51	162,09	2x185	258,34
Эльтонская 2-я	51	193,35	2	279,1	1	279,07	232,56	2x240	386,88
Эльтонская 2-я	53	194,88	2	281,3	1	281,29	234,41	2x240	386,88

Вывод по разделу 7

В данном разделе мною были выбраны КЛ питающие дома микрорайона от трансформаторных подстанций, а также количество ВРУ на дом.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов КЗ на стороне высокого напряжения

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения рассматриваемого района.

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности, которая поступает потребителям. Поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока КЗ от энергосистемы неизменной во времени: $I_к = I_{п.о} = I_{п.t.}$

Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчетные точки КЗ и токи между ними.

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10 кВ ГПП, все электроприемники питаются от одного трансформатора. По исходным данным, на шинах 10 кВ подстанции «Тепличная» величина мощности короткого замыкания составляет 145 МВА.:

Для определения величины тока короткого замыкания на шинах центрального распределительного пункта 10 кВ, необходимо составить схему утяжеленного режима, определить величины мощности короткого замыкания на шинах 110 кВ, определим сопротивления схемы замещения сети и просчитаем токи КЗ для двух точек: К0К1

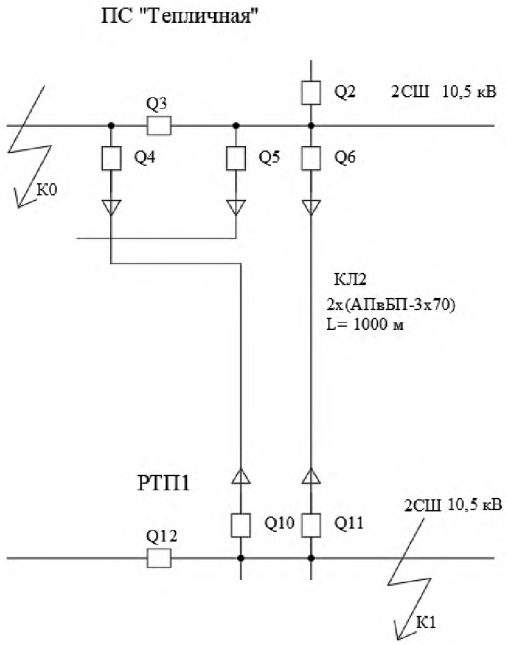

Рисунок 8.1 – Схема электроснабжения для расчета токов КЗ

Принимаем: $S_б = 100$ МВА, $U_б = 10{,}5$кВ.

Величина базисного тока определяется по формуле:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_б} \tag{8.1}$$

где $S_б$ –базисная мощность, МВА.

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5} = 5{,}49 \text{ кА}$$

Определим сопротивление системы до шин 10,5 кВ п/ст:

$$X_{c*} = \frac{S_б}{S_{кз(К2)}} = \frac{100}{145} = 0{,}689 \text{ о.е.}$$

Далее определяем величину тока КЗ в точке К0 по формуле:

$$I^{(3)}_{п0(i)} = \frac{I_б}{X_{\Sigma i}} = \frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_{ст}\cdot X_{\Sigma i}}, \tag{8.2}$$

где $X_{\Sigma i}$ суммарное сопротивление от энергосистемы до точки где считаем КЗ, приведенное к базисным условиям.

$$I^{(3)}_{п0(К2)} = \frac{5{,}49}{0{,}689} = 7{,}97 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания в точке К0:

$$S_{кз(i)} = \sqrt{3}\cdot I^{(3)}_{п0(i)}\cdot U_{ст}; \tag{8.3}$$

$$S_{кз(К2)} = \sqrt{3}\cdot 7{,}97\cdot 10{,}5 = 145 \text{ МВА}$$

Далее определим ток короткого замыкания в точке К1 (питание РП по одной кабельной линии) при определении величины сопротивления учитываем комплекс сопротивления:

$$X_{кл*} = x_0\cdot l\cdot \frac{S_б}{U_б^2}, \tag{8.4}$$

$$R_{кл*} = r_0\cdot l\cdot \frac{S_б}{U_б^2}, \tag{8.5}$$

где x_0, r_0 – удельное индуктивное и активное сопротивление кабельной линии (кабель 2х АПвБП 3х70), Ом/км;

l – длина кабельной линии от п/ст. до РП, км.

Тогда комплекс сопротивления будет определяться как:

$$Z_{\Sigma(К3)*} = \sqrt{\left(X_{\Sigma К2}+X_{кл*}\right)^2+R_{кл*}^2} \quad (8.6)$$

Определим расчетные величины:

$$X_{кл*}=\frac{0,111}{2}\cdot 1\cdot\frac{100}{10,5^2}=0,05 \text{ о.е.}$$

$$R_{кл*}=\frac{0,568}{2}\cdot 1\cdot\frac{100}{10,5^2}=0,257 \text{ о.е.}$$

$$Z_{\Sigma(К3)*}=\sqrt{(0,689+0,05)^2+0,257^2}=0,782 \text{ о.е.}$$

Далее определяем величину тока КЗ в точке К1 по формуле 8.2:

$$I_{п0(К3)}^{(3)}=\frac{5,49}{0,782}=7,02 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания в точке К1 по формуле 8.3:

$$S_{кз(К3)} = \sqrt{3}\cdot 7,02\cdot 10,5 = 127,67 \text{ МВА.}$$

Для определения токов короткого замыкания на вводах в трансформаторные подстанции необходимо рассчитать величины сопротивлений кабельных линий участвующих в кольцевой схеме электроснабжения.

Расчет параметров кабельных линий производим по ранее приведенным формулам и сводим в таблицу 8.1:

Таблица 8.1 Расчет сопротивлений КЛ от РП до ТП

Линия	L_i, км	r_{0i}, Ом/км	x_{0i}, Ом/км	R_i, Ом	X_i, Ом	R_i, о.е.	X_i, о.е.	Z_i, о.е.
РТП1-ТП2	0,200	0,103	0,046	0,021	0,009	0,019	0,008	0,020
ТП2-ТП4	0,214	0,127	0,052	0,027	0,011	0,025	0,010	0,027
ТП4-ТП6	0,356	0,160	0,053	0,057	0,019	0,052	0,017	0,054
ТП6-ТП7	0,157	0,222	0,056	0,035	0,009	0,032	0,008	0,033
ТП7-ТП8	0,470	0,206	0,092	0,097	0,043	0,088	0,039	0,096
ТП8-ТП9	0,361	0,160	0,053	0,058	0,019	0,052	0,017	0,055
ТП9-ТП5	0,367	0,160	0,053	0,059	0,019	0,053	0,017	0,056
ТП5-ТП3	0,320	0,127	0,052	0,040	0,016	0,037	0,015	0,040
ТП3-РТП1	0,310	0,103	0,046	0,032	0,014	0,029	0,013	0,032

При определении токов КЗ в точках в петлевой схеме необходимо осуществить разрыв сети по точке естественного потокораздела мощности определенной ранее и составить схему замещения сети.

При расчете учтем суммарное комплексное сопротивление на шинах РП-РТП1 точка К3. Участок кабельной линии ТП7-ТП8 разрываем, на нем находится точка потокораздела, определенная ранее.

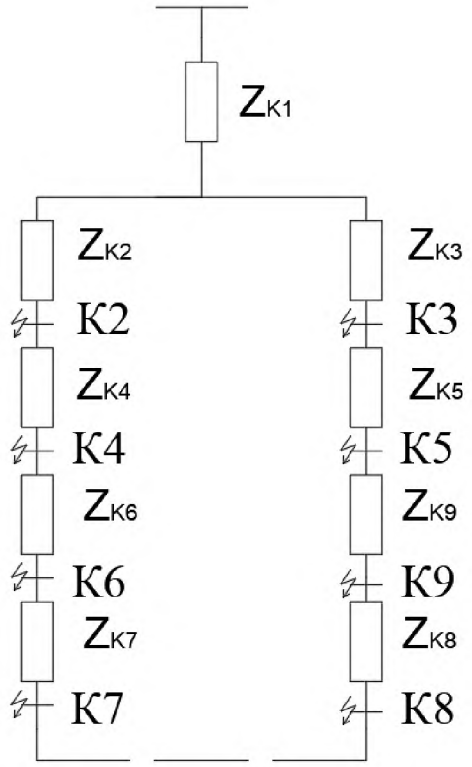

Рисунок 8.2 – Схема замещения кольцевой сети

Приведем пример расчета тока КЗ точке К2:

Сопротивление до точки К2 по формуле 6.6

$$Z_{\Sigma(К2)*}=\sqrt{(0{,}689+0{,}05+0{,}009)^2+(0{,}257+0{,}067+0{,}008)^2}=0{,}798 \text{ о.е.}$$

Ток КЗ в точке К2 по формуле 6.2:

$$I^{(3)}_{п0(К4)}=\frac{5{,}49}{0{,}798}=6{,}89 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке К2 по формуле 6.3:

$$S_{кз(К4)}=\sqrt{3}\cdot 6{,}89\cdot 10{,}5=125{,}36 \text{ МВА.}$$

При расчете тока КЗ в кольцевой распределительной сети, обрыв кабеля в утяжеленном режиме в точке потокораздела – участок КЛ ТП 7-8.

Для дальнейшего выбора электрооборудования схемы внешнего и внутреннего электроснабжения, а также проверки кабельных линий на термическую стойкость необходимо произвести расчет:

Ударного тока короткого замыкания по формуле:

$$i_{(Ki)}=k_y\cdot\sqrt{2}\cdot I_{п0(Ki)} \quad (8.7)$$

где, k_y – ударный коэффициент, принимаемы для распределительных сетей 6-10 кВ – 1,38.

Для оценки теплового импульса рассчитываем интеграл Джоуля по формуле:

$$B_K = I^2_{п0(Ki)}\cdot(\tau+T_a) \quad (8.8)$$

где, $I_{п0(Ki)}$ –действующее значение периодической составляющей тока КЗ для рассматриваемой точки, кА;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника, принимается равной 0,01 для распределительных сетей 6-10 кВ, с;

τ – расчетная продолжительность тока КЗ, с.

Для оценки расчетной продолжительности протекания тока КЗ в кольцевой распределительной сети 10 кВ следует учесть:

$$\tau = t_{в.откл.}+t_з; \quad (8.9)$$

где $t_{в.откл.}$ – собственное время отключения выключателя, с;

$t_з$ – минимальное время действия релейной защиты принимаем 0,9, с.

На данном этапе намечаем к установке в ячейках КРУ вакуумные выключатели ВВ/Tel с полным временем отключения выключателя:

$$t_{в.откл.}= 0{,}055 \text{ с};$$

$$\tau = 0{,}055+0{,}9 = 0{,}955 \text{ с}.$$

По приведенным формулам произведем расчет для участка ТП6 ТП7:

Ударный ток КЗ в точке К7 по формуле 6.7:

$$i_{(Ki)} = 1{,}38\cdot\sqrt{2}\cdot 6{,}42 = 12{,}53 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс, выделяемый при протекании тока КЗ по формуле 6.8:

$$B_K = 6{,}42^2\cdot(0{,}055+0{,}9)= 39{,}76 \text{ кА}^2\cdot\text{с}.$$

Далее следует произвести проверку сечений кабельных линий по термической стойкости:

$$F_{пр.тер}=\frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (8.10)$$

где С – параметр, зависящий от материала токопроводящей жилы кабеля, типа изоляции и напряжения, (принимаем 90 - для алюминиевой жилы и кабеля ААШв на 10 кВ и 65 – для кабелей из сшитого полиэтилена, алюминиевой жилой и на напряжение до 35 кВ)

Для точки К1 сечение кабеля по термической стойкости по формуле 8.10:

$$F_{пр.тер\ К7}=\frac{\sqrt{39{,}76\cdot10^{6}}}{65}=94{,}71\ мм^{2}.$$

Расчеты для остальных участков сети проводим аналогично. Для участков находящихся электрически выше концевых участков, к расчетному времени протекания тока КЗ необходимо добавить время ступени селективности, принимаемому равному 0,3 с. Результаты расчетов для участка сети от РТП1 до ТП7 заносим в таблицу 6.2, а для участка сети от РТП1 до ТП8 заносим в таблицу 8.3.

Таблица 8.2 Расчет токов КЗ для участка цепи от РП до ТП1

Линия	Z_i, о.е.	$Z_{\sum(i)*}$, о.е.	$I^{(3)}_{п}(i)$,кА	$S_{кз(i)}$, МВА	$K_{уд(i)}$	$i_{уд(i)}$, кА
РТП1-ТП2	0,020	0,798	6,89	125,36	1,38	13,45
ТП2-ТП4	0,027	0,816	6,74	122,57		13,15
ТП4-ТП6	0,054	0,852	6,46	117,42		12,60
ТП6-ТП7	0,033	0,857	6,42	116,73		12,53

Продолжение таблицы 8.2

Та, с	tв.выкл, кА	tз.min, с	Δt, с	τ, с	Вк, кА2*с	С, А2*с/мм2	Fпр.тр, мм2	
0,01	0,055	0,9	0,3	1,86	88,61	65,00	144,82	150
				1,56	71,09		129,72	150
				1,26	52,73		111,72	120
				0,96	39,76		94,71	95

Таблица 8.3 Расчет токов КЗ для участка цепи от РП до ТП3

Линия	Z_i, о.е.	$Z_{\sum(i)*}$, о.е.	$I^{(3)}_{п}(i)$,кА	$S_{кз(i)}$, МВА	$K_{уд(i)}$	$i_{уд(i)}$, кА
ТП3-РТП1	0,032	0,806	6,83	124,13	1,38	13,32
ТП5-ТП3	0,040	0,833	6,60	120,03		12,88
ТП9-ТП5	0,056	0,871	6,31	114,82		12,32
ТП8-ТП9	0,055	0,910	6,04	109,89		11,79

Продолжение таблицы 8.3

Та, с	tв.выкл, кА	tз.min, с	Δt, с	τ, с	Вк, кА2*с	С, А2*с/мм2	Fпр.тр, мм2	
0,01	0,055	0,9	0,30	1,86	86,88	65,00	143,40	150
				1,56	68,17		127,02	150
				1,26	50,42		109,24	120
				0,96	35,23		91,32	95

Исходя из расчетов видно, что увеличение сечения кабелей необходимо на многих участках трассы необходимо на одну ступень выше.

8.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ

Для выбора аппаратов защиты и расчета РЗ на ВРУ жилых домов необходимо произвести расчет токов однофазного, трехфазного и двухфазного КЗ.

При определении токов КЗ руководствуемся ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ».

При расчетах трехфазного тока КЗ учитывается сопротивление прямой последовательности (суммарные сопротивления элементов и контактных соединений), при расчете однофазного тока учитывается сопротивления прямой и обратной последовательности. Значение ударного коэффициента учитывается из рисунка 1 из ГОСТ для суммарных величин активного и реактивного сопротивления до точек КЗ.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ для дома 47, расположенного по адресу улица Эльтонская 2-я, который имеет 2 подъезда, 10 этажей. Данный дом питает ТП2, также учтем то, что проектируемое ВРУ запитывает два подъезда, категория данного дома - 2 поэтому питание будет осуществляться по двум кабельным линиям 0,4 кВ (выбранной в разделе 5).

Составим схему сети и ее схему замещения для трех точек КЗ. Рассчитаем параметры элементов на пути которых проходит ток КЗ, при расчетах значение сопротивлений в мОм. Расчетные величины сопротивлений берем из [16 приложение 1].

При расчетах токов КЗ введем ряд допущений:

- При наличии лифтовых установок, необходимость расчета тока подпитки КЗ при условии незначительной длины питающего кабеля.
- Не учитывать активные и реактивные сопротивления трансформаторов тока с коэффициентом трансформации выше 500/2
- Активные и реактивные сопротивления нулевой последовательности для ошиновок шкафов, трансформаторов считать как сопротивления прямой последовательности

Далее приводим схему сети и ее схему замещения на рисунке 6.3.

8.2.1 Параметры электрической сети:

Трансформатор Т1: тип ТМГ630/10,5, схема соединения обмоток Δ/Y_H, сопротивление R1т =3,4 мОм, X1т =13,5 мОм, R0т =3,4 мОм, X0т =13,5 мОм, Z(1)т = 42 мОм [16, таблица П1.1].

Мощность КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора Т1 в точке А равна $S_к^A$= 125,36 МВА для схемы «петля» (таблица 6.2).

Между трансформатором и вводным выключателем QF1 расположен кабельная линия длиной 5 м. Номинальный ток трансформатора Т5 составляет $I_{Т.Н}$ = 910 А, с учетом перегрузки (1,4–1,6·$I_{Т.Н}$) ток трансформатора может достигать величины 1455 А. Согласно каталогу на БКТПБ «Балтика» соединение РУНН и ТП выполнено с помощью КЛ 4х(2хППСРВМ-1х300)) [37, таблица 3]:

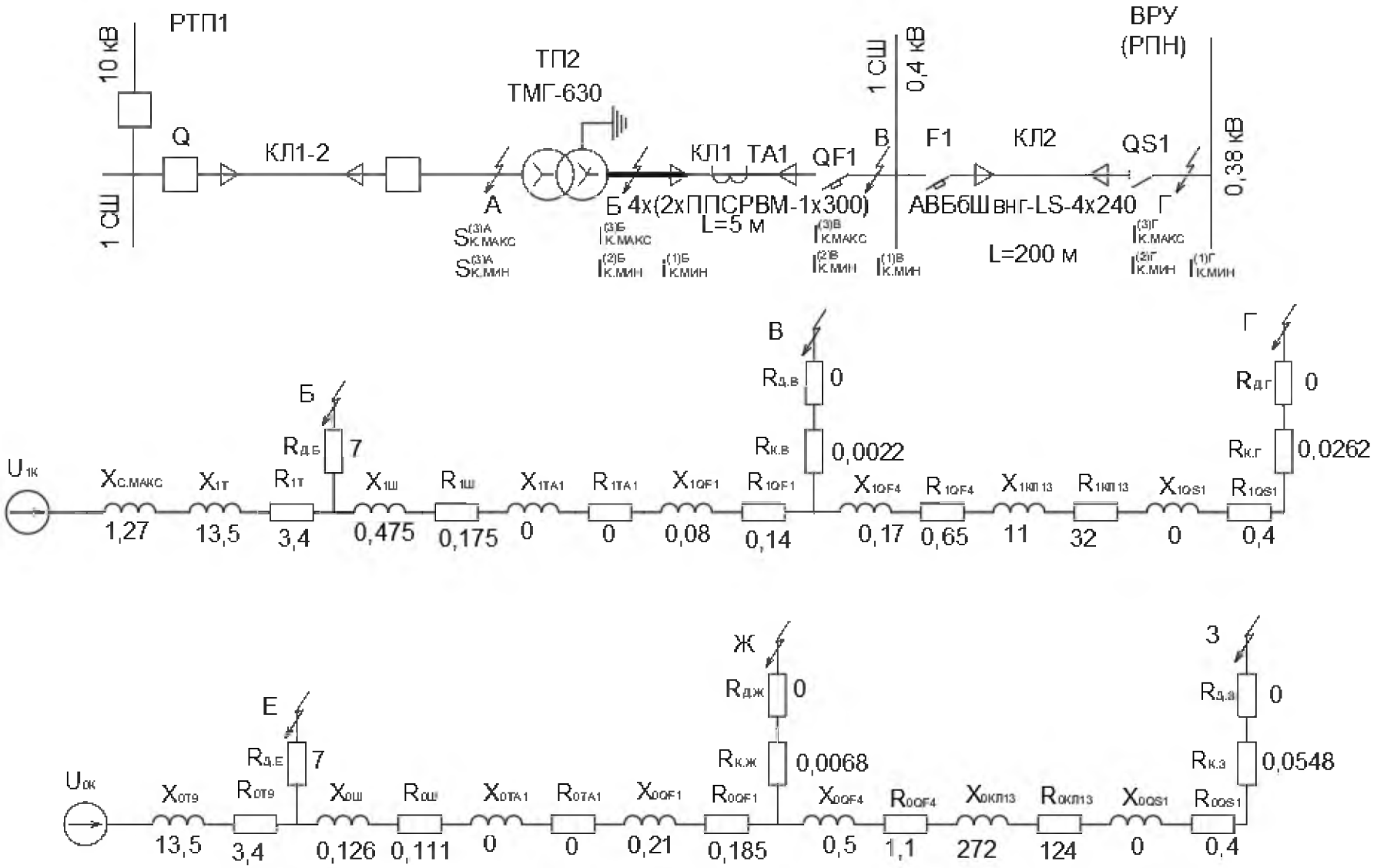

Рисунок 8.3 – Схема сети и ее схема замещения для расчета тока КЗ 0,4 кВ

– удельные сопротивления фазы $R_{1УД.КЛ}$= 0,07 мОм/м, $X_{1УД.КЛ}$ = 0,19 мОм/м;

Кабельная линия КЛ2 от ТП2 проложена кабелем АВБбШвнг-LS 4х240 длиной 200 м. Для кабельной линии сопротивления прямой и обратной последовательности равны [16, таблица П1.5.2 и П1.4.4]:

–удельные сопротивления прямой последовательности, $R_{1УД.КЛ2}$ = 0,16 мОм/м, $X_{1УД.КЛ2}$ = 0,055 мОм/м;

–удельные сопротивления нулевой последовательности $R_{О.УД.КЛ2}$ = 0,553 мОм/м и $X_{О.УД.КЛ2}$ = 0,107 мОм/м;

8.2.2 Определение сопротивлений схемы замещения

Схема замещения прямой последовательности для расчета тока трехфазного КЗ представлена на рисунке 6.3.

Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U^2_{СР.НН}}{S^{Д}_{К.МАКС}}, \quad (8.11)$$

$$X_C = \frac{400^2}{125{,}36 \cdot 10^6} = 1{,}27 \text{ мОм}.$$

Сопротивление кабеля между трансформатором и вводным автоматическим выключателем

$$R_{1КЛ} = R_{1уд} \cdot L, \quad (8.12)$$

$$R_{1кл} = 0{,}07 \cdot 5/2 = 0{,}175 \text{ мОм}.$$

$$X_{1кл} = X_{1уд} \cdot L, \quad (8.13)$$

$$X_{1кл} = 0{,}19 \cdot 5/2 = 0{,}475 \text{ мОм}.$$

Сопротивление кабельной линии КЛ2

$$R_{2КЛ} = R_{1УД.КЛ2} \cdot L, \quad (8.14)$$

$$R_{2КЛ} = 0{,}16 \cdot 200 = 32 \text{ мОм}.$$

$$X_{2КЛ} = X_{1УД.КЛ2} \cdot L, \quad (8.15)$$

$$X_{2КЛ} = 0{,}055 \cdot 200 = 11 \text{ мОм}.$$

Сопротивления переходных контактных сопротивлений [16, таблица П.1.6.2]:

– КЛ 4х(2хППСРВМ-1х300)) с двух сторон по $R_{КЛ1}$ = 0,0011 мОм

– суммарное сопротивление переходных контактных сопротивлений до точки В (учтем только кабельное соединение РУНН):

$$R_{К.В} = 2 \cdot 0{,}0011 = 0{,}0022 \text{ мОм};$$

– кабеля КЛ2 сечением 240 мм^2 с двух сторон по $R_{К.К}$ = 0,012 мОм;

– суммарное сопротивление переходных контактных сопротивлений до точки Г (учтем только шинопровод Ш1 и КЛ2):

$$R_{К.Г} = 2 \cdot 0{,}0011 + 2 \cdot 0{,}012 = 0{,}0262 \text{ мОм};$$

– сопротивления включения токовых катушек расцепителей и переходные сопротивления подвижных контактов автоматических выключателей [16,табл.П1.6.1]

QF1	1600 А	R_{QF1} = 0,14 мОм	X_{QF1} = 0,08 мОм
QF4	400 А	R_{QF4} = 0,65 мОм	X_{QF4} = 0,17 мОм
QS1	400 А	R_{QS1} = 0,4 мОм	–

– активное и индуктивное сопротивления трансформатора тока 1600/5 А примем равными нулю в следствии их малости [4,табл.П1.6.5].

Активное сопротивление заземляющей дуги [4,табл. П1.7]:

– на вводах 10 кВ трансформатора Т1, точка Б – $R_{Д.Б}$ = 7 мОм;

– на шинах РУ 0,4 кВ, точка В – $R_{Д.В}$ = 0 мОм;

–на шинах РУ 0,38 кВ, точка Г – $R_{Д.Г}$ = 0 мОм.

8.2.3 Определение токов КЗ при максимальном режиме работы

Точка Б.

Сопротивление контура КЗ (прямой последовательности):

– активное

$$R_{1\Sigma.Б} = R_{1Т1} + R_{Д.Б}, \quad (8.16)$$
$$R_{1\Sigma.Б} = 3{,}4 + 7 = 10{,}4 \text{ мОм}.$$

– реактивное

$$X_{1\Sigma.Б} = X_{1Т1} + X_{С}, \quad (8.17)$$
$$X_{1\Sigma.Б} = 13{,}5 + 1{,}27 = 14{,}77 \text{ мОм}.$$

полное

$$Z_{1\Sigma.Б} = \sqrt{R^2_{1\Sigma.Е} + X^2_{1\Sigma.Е}}, \quad (8.18)$$
$$Z_{1\Sigma.Б} = \sqrt{10{,}4^2 + 14{,}77^2} = 18{,}06 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке Б:

$$I^{(3)Б}_{К.МАКС}=\frac{U_{СРЗ}}{\sqrt{3}\cdot Z_{1\Sigma.Б}}, \quad (8.19)$$

$$I^{(3)Б}_{К.МАКС}=\frac{400}{\sqrt{3}\cdot 18{,}06\cdot 10^{-3}}=12{,}78 \text{ кА}.$$

Точка В.

Сопротивление контура КЗ:

– активное

$$R_{1\Sigma.В}=R_{1Т1}+R_{1кл}+R_{TA1}+R_{QF1}+R_{К.В.}+R_{Д.В}, \quad (8.20)$$

$$R_{1\Sigma.В}=3{,}4+0{,}175+0+0{,}14+0{,}0022+0=3{,}72 \text{ мОм}.$$

– реактивное

$$X_{1\Sigma.В}=X_C+X_{1Т1}+X_{1кл}+X_{TA1}+X_{QF1}, \quad (8.21)$$

$$X_{1\Sigma.В}=1{,}27+13{,}5+0{,}475+0+0{,}08=15{,}33 \text{ мОм}.$$

- полное

$$Z_{1\Sigma.В}=\sqrt{R^2_{1\Sigma.Ж}+X^2_{1\Sigma.Ж}}, \quad (8.22)$$

$$Z_{1\Sigma.В}=\sqrt{3{,}72^2+15{,}33^2}=15{,}77 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке В

$$I^{(3)В}_{К.МАКС}=\frac{U_{СРЗ}}{\sqrt{3}\cdot Z_{1\Sigma.В}}, \quad (8.23)$$

$$I^{(3)В}_{К.МАКС}=\frac{400}{\sqrt{3}\cdot 15{,}77\cdot 10^{-3}}=14{,}64 \text{ кА}.$$

Точка Г.

Сопротивление контура КЗ (прямой последовательности):

– активное

$$R_{1\Sigma.Г}=R_{1Т1}+R_{1кл}+R_{TA1}+R_{QF1}+R_{QF4}+R_{КЛ2}+R_{QS1}+R_{К.Г.}+R_{Д.Г}, \quad (8.24)$$

$$R_{1\Sigma.Г}=3{,}4+0{,}175+0+0{,}14+0{,}65+32+0{,}4+0{,}0262+0=36{,}79 \text{ мОм}.$$

– реактивное

$$X_{1\Sigma.Г} = X_{С.МАКС} + X_{1Т1} + X_{1Ш} + X_{ТА1} + X_{QF1} + X_{QF4} + X_{1КЛ2}, \quad (8.25)$$

$$X_{1\Sigma.Г} = 1,27 + 13,5 + 0,475 + 0 + 0,08 + 0,17 + 11 = 26,49 \text{ мОм}.$$

– полное

$$Z_{1\Sigma.З} = \sqrt{R^2_{1\Sigma.З} + X^2_{1\Sigma.З}}, \quad (8.26)$$

$$Z_{1\Sigma.З} = \sqrt{36,79^2 + 26,49^2} = 45,33 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке Г

$$I^{(3)Г}_{К.МАКС} = \frac{U_{СР3}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1\Sigma Г}}, \quad (8.27)$$

$$I^{(3)Г}_{К.МАКС} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 45,33 \cdot 10^{-3}} = 5,09 \text{ кА}.$$

8.2.4 Определение токов КЗ в минимальном режиме работы

Точка Б:

$$I^{(2)Б}_{К.МИН} = \frac{U_{СР.НН}}{2 \cdot Z_{1\Sigma Б}}, \quad (8.28)$$

$$I^{(2)Б}_{К.МИН} = \frac{400}{2 \cdot 18,06 \cdot 10^{-3}} = 11,07 \text{кА}.$$

Точка В:

$$I^{(2)В}_{К.МИН} = \frac{U_{СР.НН}}{2 \cdot Z_{1\Sigma В}}, \quad (8.29)$$

$$I^{(2)В}_{К.МИН} = \frac{400}{2 \cdot 15,77 \cdot 10^{-3}} = 12,68 \text{ кА}.$$

Точка Г:

$$I^{(2)Г}_{К.МИН} = \frac{U_{СР.НН}}{2 \cdot Z_{1\Sigma Г}}, \quad (8.30)$$

$$I^{(2)Г}_{К.МИН}=\frac{400}{2\cdot 45{,}33\cdot 10^{-3}}=4{,}41 \text{ кА}.$$

Для выбора оборудования кроме установившего тока КЗ необходимо знать еще и ударный ток КЗ. Периодическую составляющую для максимального режима работы равна току трехфазного короткого замыкания

Ударный ток КЗ определяется по формуле 6.31

$$i_{УД}=\sqrt{2}\cdot I_{К.П}\cdot k_{УД}, \quad (8.31)$$

где $К_{УД}$ ударный коэффициент, определяется по кривой [16, рисунок П.1.4] при соотношении:

$$X_{1\Sigma Б} / R_{1\Sigma Б} = 14{,}77/10{,}4 = 1{,}42;\ k_{УД} = 1{,}15.$$
$$X_{1\Sigma В} / R_{1\Sigma В} = 15{,}33/3{,}72 = 4{,}12;\ k_{УД} = 1{,}5.$$
$$X_{1\Sigma Г} / R_{1\Sigma Г} = 26{,}49/36{,}79 = 0{,}72;\ k_{УД} = 1{,}0.$$

Тогда ударные токи в каждой точке по формуле 6.31 будут равны:

$$i_{УД.Б}=\sqrt{2}\cdot 12{,}78\cdot 1{,}15 = 20{,}78 \text{ кА},$$
$$i_{УД.В}=\sqrt{2}\cdot 14{,}64\cdot 1{,}5 = 31{,}05 \text{ кА},$$
$$i_{УД.Г}=\sqrt{2}\cdot 5{,}09\cdot 1{,}0 = 7{,}19 \text{ кА}.$$

8.2.5 Расчет токов однофазного КЗ в сетях до 1 кВ методом симметричных составляющих

При питании электроустановки от системы через понижающий трансформатор значение периодической составляющей тока однофазного КЗ для точки Б

$$I^{(1)}_{КП}= I^{(1)}_{К.МИН}=\frac{\sqrt{3}\cdot U_{СР.НН}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma}+R_{0\Sigma})^2+(2X_{1\Sigma}+X_{0\Sigma})^2}}; \quad (8.32)$$

где $R_{1\Sigma} = R_{1\Sigma.З}$, $X_{1\Sigma} = X_{1\Sigma.З}$ – активное и индуктивное суммарные сопротивления прямой последовательности относительно точки КЗ [16, п. 4.3.4];

$R_{0\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ – активное и индуктивное суммарные сопротивления нулевой последовательности относительно точки КЗ.

Эти сопротивления равны:

$$R_{0\Sigma.Г}=R_{0Т1}+R_{0.кл}+R_{ТА1}+R_{QF1}+R_{QF4}+R_{0.КЛ2}+R_{QS1}+R_{К.К.}+R_{Д.К.} \quad (8.33)$$

$$X_{0\Sigma.Г}=X_{0Т1}+X_{0.кл}+X_{ТА1}+X_{QF1}+X_{QF4}+X_{0.КЛ2} \quad (8.34)$$

Рассмотрим расчет по конкретным точкам. Для этого определим недостающие данные схемы замещения.

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора Т1 (ТМГ630 кВА) при схеме соединения обмоток Δ/ Y_H составляют $R_{ОТ1} = 3,4$ мОм и $X_{ОТ1} = 13,5$ мОм [16, табл. П1.1].

Сопротивление нулевой последовательности КЛ до РУНН [16, табл. П1.3.1]:

$$R_{Окл1} = R_{ОУД.кл1} \cdot L = 0,037 \cdot 5 = 0,185 \text{ мОм};$$
$$X_{Окл1} = X_{ОУД.кл1} \cdot L = 0,042 \cdot 5 = 0,21 \text{ мОм}.$$

Сопротивление нулевой последовательности КЛ2 [16, табл. П1.4.4]:

$$R_{ОКЛ2} = R_{ОУД.КЛ2} \cdot L = 0,62 \cdot 200 = 124 \text{ мОм};$$
$$X_{ОКЛ2} = X_{ОУД.КЛ2} \cdot L = 1,36 \cdot 200 = 272 \text{ мОм}.$$

Сопротивления нулевой последовательности остальных элементов схемы (трансформаторов тока, автоматических выключателей, контактов и дуги) равны аналогичным сопротивлениям прямой последовательности.

Точка Б.

Сопротивление контура КЗ:

– прямой последовательности

$$R_{1\Sigma.Б} = 10,4 \text{ мОм};$$
$$X_{1\Sigma.Б} = 14,77 \text{ мОм};$$

– нулевой последовательности

$$R_{0\Sigma.Б} = R_{0Т1} + R_{Д.Б} = 3,4 + 7 = 10,4 \text{ мОм};$$
$$X_{0\Sigma.Б} = X_{0Т1} = 13,5 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей тока однофазного КЗ в точке Е по формуле 8.47

$$I^{(1)Б}_{К.МИН} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 10,4 + 10,4)^2 + (2 \cdot 14,77 + 13,5)^2} \cdot 10^{-3}} = 13,03 \text{ кА}$$

Точка В:

$$R_{1\Sigma.В} = 3,72 \text{ мОм};$$
$$X_{1\Sigma.В} = 15,33 \text{ мОм};$$

$$R_{0\Sigma.В} = R_{0Т1} + R_{0кл1} + R_{ТА1} + R_{QF1} + R_{К.В} + R_{Д.В}\ , \quad (8.35)$$

$$R_{0\Sigma.В} = 3,4 + 0,185 + 0 + 0,14 + 0,0022 + 0 = 3,73\ мОм.$$

$$X_{0\Sigma.В} = X_С + X_{0Т1} + X_{0кл1} + X_{ТА1} + X_{QF1}\ , \quad (8.36)$$

$$X_{0\Sigma.В} = 1,27 + 13,5 + 0,21 + 0 + 0,08 = 15,61\ мОм.$$

$$I^{(1)В}_{К.МИН} = \frac{\sqrt{3}\cdot 400}{\sqrt{(2\cdot 3,72 + 3,73)^2 + (2\cdot 15,33 + 15,61)^2}\cdot 10^{-3}} = 14,55\ кА$$

Точка Г:

$$R_{1\Sigma.Г} = 36,79\ мОм;$$
$$X_{1\Sigma.Г} = 26,49\ мОм;$$

$$R_{0\Sigma.Г} = R_{0Т1} + R_{0кл1} + R_{ТА1} + R_{QF1} + R_{QF4} + R_{0КЛ2} + R_{QS1} + R_{К.З} + R_{Д.З}\ , \quad (8.37)$$

$$R_{0\Sigma.Г} = 3,4 + 0,185 + 0 + 0,14 + 0,65 + 124 + 0,4 + 0,0262 + 0 = 128,8\ мОм$$

$$X_{0\Sigma.Г} = X_С + X_{0Т1} + X_{0кл1} + X_{ТА1} + X_{QF1} + X_{QF4} + X_{0КЛ2}\ , \quad (8.38)$$

$$X_{0\Sigma.Г} = 1,27 + 13,5 + 0,21 + 0 + 0,08 + 0,17 + 272 = 287,23\ мОм.$$

$$I^{(1)Г}_{К.МИН} = \frac{\sqrt{3}\cdot 400}{\sqrt{(2\cdot 36,79 + 128,8)^2 + (2\cdot 26,49 + 287,23)^2}\cdot 10^{-3}} = 1,75\ кА$$

Расчеты токов КЗ сведем в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 Расчет токов КЗ в 0,4 кВ

	Место точек расчета короткого замыкания			
	А	Б	В	Г
Максимальный ток трехфазного КЗ $I^{(3)}_{К.МАКС}$, кА	6,89	12,78	14,64	5,09
Минимальный ток двухфазного КЗ $I^{(2)}_{К.МИН}$, кА	-	11,07	12,68	4,41
Ток однофазного КЗ $I^{(1)}_{К,МИН}$, кА (для схемы соединения обмоток Т1 $\Delta/Y_Н$)	-	13,03	14,55	1,75

Вывод по разделу 8

В данном разделе были посчитаны токи короткого замыкания для сети 10 кВ для варианта «кольцо». Также в данном разделе был приведен расчет токов КЗ для сети 0,4 кВ. Расчет токов КЗ в остальных точках проводится аналогично.

9 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 10 И 0,4 КВ

9.1 Выбор электрооборудования 10 кВ

В данном разделе рассмотрен выбор электрооборудования на стороне внутреннего электроснабжения – 10 кВ

Подстанции 10/0,4 кВ комплектуется камерами КСО-10-Э1 «Аврора», распределительное устройство 0,4 кВ – распределительный шкаф с двумя секция ЩО-2000 «Нева». Соединение трансформаторов со щитом 0,4 кВ осуществляется голыми шинами, с РУ 10 кВ – кабелем. Крепление металлоконструкций (камер, щитов, панелей) осуществляется сварным соединением к закладным металлическим деталям в стенах и полу, предусмотренных в строительной части проекта. Панель собственных нужд размещается вместе со щитом освещения и электроотопления, навесного исполнения в помещении РУ 0,4 кВ.

Трансформаторные подстанции выбираем как комплектные, производства ПО Элтехника БКТПБ - блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонных оболочках «Балтика» напряжением 10 кВ. [19]

При выборе выключателей на отходящих присоединениях определим величину токов расчетных (утяжеленных, т.е максимальных)[13]

Расчетный ток на присоединении подстанций к п/ст «Тепличная»:

Расчетный ток на присоединениях лучей схемы внешнего электроснабжения 10 кВ к подстанции :

$$I_{расч.}=\frac{S_{р.\Sigma ТП}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}, \quad (9.1)$$

Для участка – присоединение подстанции «Тепличная» и ТП микрорайона:

$$S_{р.}=\frac{S_{р.мкр}}{2}=\frac{6381,38}{2}=3190,69 \text{ кВА}.$$

$$I_{расч.}=\frac{3190,69}{\sqrt{3}\cdot 10}=184,2 \text{ А}$$

Расчетный ток на высокой стороне ТП в утяжеленном режиме:

$$I_{расч.}=1,4\frac{S_{ном.т.}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}, \quad (9.2)$$

Для ТП с трансформаторами на 630 кВА:

$$I_{расч.} = 1{,}4\frac{630}{\sqrt{3}\cdot 10} = 51{,}27\ А.$$

Принимаем в качестве ячеек на все присоединения 10 кВ, ячейки 10 кВ ТП шкафы серии КСО-10-Э1 «Аврора» , данные шкафы комплектуются [18]:

- вакуумными выключателями ВВ/Tel
- заводскими разъединителями типа РТ-10
- трансформаторами тока ТОЛ-10
- батареями статических конденсаторов

Намечаем к установке ячейки с вакуумными выключателями ВВ/Tel-10-630 (исполнение ISM15_LD_2) на $I_{ном} = 630А$

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

Так как величины токов КЗ в местах присоединений других подстанций снижаются из-за сопротивлений кабельных линий, учтем выбор выключателей на ТП по величине тока КЗ в точке 1:

Таблица 9.1 – Выбор выключателей на присоединение подстанции «Тепличная» к микрорайону «Чурилово»

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_с \leq U_н$,	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_н$,	184,2 А	630 А
$I_{п0} \leq I_{отк}$,	7,97 кА	20 кА
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$,	15,94 кА	51 кА
$B_к = {I_{п0}}^2 \cdot (t_з + t_с + T_а) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$,	137,62 $(кА)^2 \cdot с$	$1200\ (кА)^2 \cdot с$

В качестве основных выключателей в рассматриваемых КСО «Аврора» устанавливаются выключатели ВВ/Tel-10-630.

Проведем проверку и выбор данного выключателя для всех подстанций 10/0,4 кВ в рассматриваемой кольцевой схеме в таблице 7.2

Таблица 9.2 – Выбор выключателей на присоединениях подстанций 10/0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_с \leq U_н$,	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_н$,	51,27 А	630 А
$I_{п0} \leq I_{отк}$,	7,03 кА	20 кА
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$,	14,06 кА	51 кА
$B_k = {I_{п0}}^2 \cdot (t_з + t_с + T_а) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$,	$88{,}61\ (кА)^2 \cdot с$	$1200\ (кА)^2 \cdot с$

Далее приводим таблицы выбора трансформаторов тока на всех присоединениях:

Таблица 9.3 – Выбор трансформаторов тока на присоединение подстанции «Тепличная» к микрорайону «Чурилово»:

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_с \leq U_н$,	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_н$,	184,2 А	200/5
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$,	15,94 кА	40 кА
$B_k = {I_{п0}}^2 \cdot (t_з + t_с + T_а) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$,	$137{,}62\ (кА)^2 \cdot с$	$768\ (кА)^2 \cdot с$

Таблица 9.4 – Выбор трансформаторов тока на присоединениях подстанций 10/0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_с \leq U_н$,	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_н$,	51,27 А	100/5
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$,	14,06 кА	40 кА

$B_к = I_{п0}{}^2 \cdot (t_з + t_с + T_а) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$,	$88{,}61\ (кА)^2 \cdot с$	$768(кА)^2 \cdot с$

Согласно [11] на подстанциях 10 кВ на стороне ВН трансформатора устанавливаются амперметр, счетчики активной и реактивной энергии. В качестве амперметра будем использовать цифровой многофункциональный электроизмерительный прибор ЩМ120.

В качестве счетчика активной и реактивной энергии будем использовать счетчик ЦЭ6850М. Схема подключения выбранных контрольно-измерительных приборов к обмоткам трансформатора тока приведена на рисунке 7.1

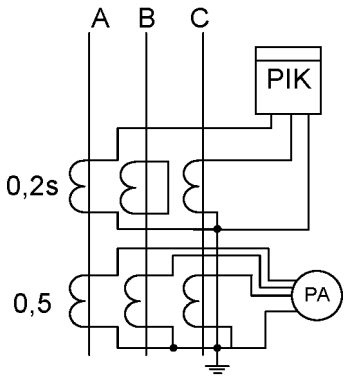

Рисунок 9.1 – Схема включения приборов учета в цепи ТТ выключателей 10 кВ

Проверка по допустимой вторичной нагрузке приводится в таблице 7.5

Таблица 9.5 – Нагрузка обмоток трансформаторов тока ГПП 10 кВ

Обмотка ТТ	Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА		
				фаза А	фаза В	фаза С
0,2s	PIK	EA02RTX	1	0,015	0	0,015
0,5	PA	ЦЭ6850М	1	0,1	0,1	0,1
Итого:				0,115	0,1	0,115

Исходя из условного обозначения трансформатора тока ТОЛ-10 обмотки 0,2s составляет 5 ВА, а обмотки 0,5 - 15 ВА. Нормированная нагрузка для определенного класса точности обмотки ТТ находится по известной формуле:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{(I_{2ном})^2}, \quad (9.3)$$

где $I_{2ном}$ - номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ. $I_{2ном} = 5$ А [11].

По формуле (7.3):

Для обмотки 0,2s:

$$Z_{2ном}=\frac{5\ ВА}{(5\ А)^2}=0,2\ Ом;$$

Для обмотки 0,5:

$$Z_{2ном}=\frac{15\ ВА}{(5\ А)^2}=0,4\ Ом;$$

Согласно [11] допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{пр}=Z_{2ном}-r_{приб}-r_к, \quad (9.4)$$

где, $r_{приб}$ – сопротивление подключенных к данной обмотке ТТ приборов, которое находится по формуле:

$$r_{приб}=\frac{S_{приб}}{(I_{2ном})^2}, \quad (9.5)$$

где, $S_{приб}$ - мощность, потребляемая подключенным к данной обмотке ТТ прибором;

$r_к$ – переходное сопротивление контактов, равное 0,05 Ом. [11]

По формуле (9.5):

Для обмотки 0,2s:

$$r_{приб}=\frac{0,015}{(5)^2}=6\cdot10^{-4}\ Ом;$$

Для обмотки 0,5:

$$r_{приб}=\frac{0,1}{(5)^2}=4\cdot10^{-3}\ Ом;$$

По формуле (9.4):

Для обмотки 0,2s:

$$r_{пр}=0,2-6\cdot10^{-4}-0,05=0,1494\ Ом;$$

Для обмотки 0,5:

$$r_{пр}=0,4-4\cdot10^{-3}-0,05=0,346\ Ом;$$

Допустимое сечение соединительных проводов может быть найдено по формуле:

$$q=\frac{\rho\cdot l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (9.6)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Поскольку в качестве соединительных выбираем медные провода, то $\rho = 0{,}0175$ Ом · м;

$l_{расч}$ - расчетная длина соединительных поводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока. Для нашей схемы: $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$, где, l- длина соединительных проводов от обмотки трансформатора тока до приборов. Для линий 10 кВ к потребителям l = 6м. Таким образом $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot 6 = 10{,}392$ м.

По формуле (9.6):

Для обмотки 0,2s:

$$q = \frac{0{,}0175 \cdot 10{,}392}{0{,}1494} = 1{,}217 \text{ мм}^2;$$

Для обмотки 0,5:

$$q = \frac{0{,}0175 \cdot 10{,}392}{0{,}346} = 0{,}526 \text{ мм}^2;$$

По условию механической прочности для обоих обмоток ТТ выбираем соединительные провода с сечением 2,5 мм^2.

Произведем выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин 10 кВ.

В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10. Согласно [11] трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению и проверяются по классу точности (по допустимой вторичной нагрузке). Кроме того, на секциях шин 10 кВ необходимо установить вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений. Как и раньше, в качестве счетчиков энергии (активной или одновременно активной и реактивной энергии) будем использовать счетчики ЦЭ6850М. В качестве вышеназванных вольтметров будем использовать цифровые электроизмерительные приборы ЩМ120.

Схема подключения вышеназванных приборов к вторичным обмоткам трансформатора напряжения шин ЦРП представлена на рисунке 7.2

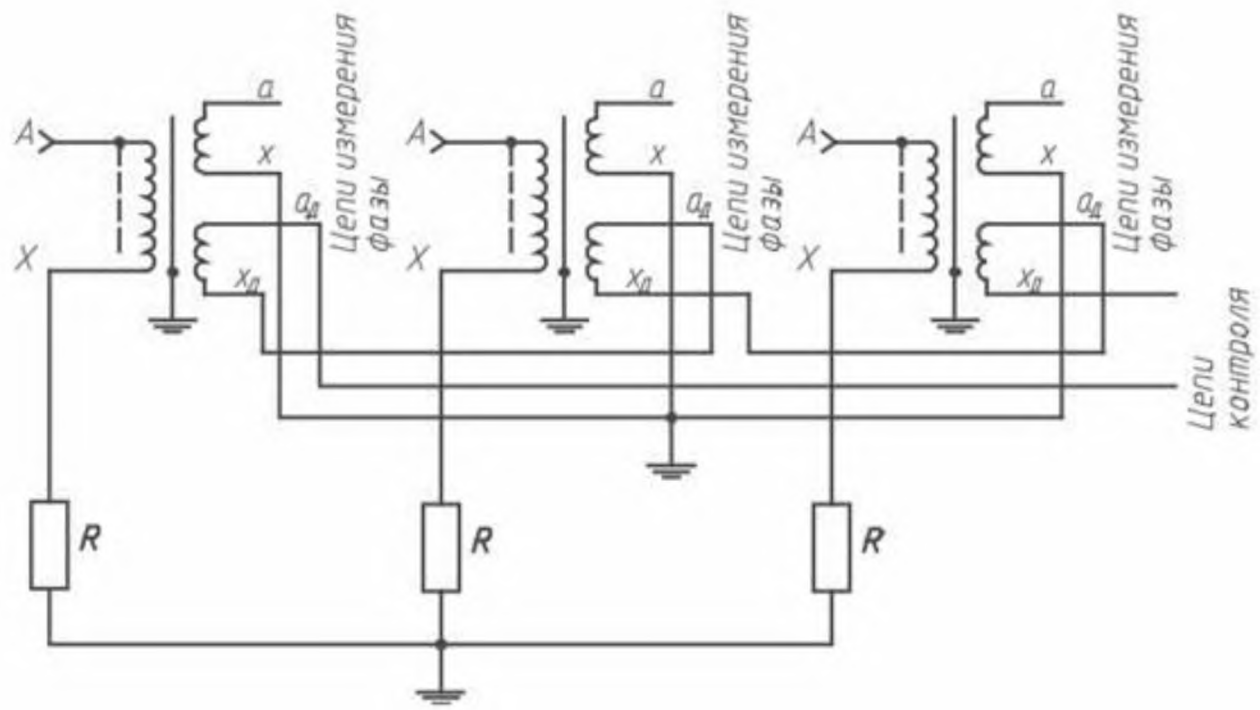

Рисунок 9.2 – Схема подключения приборов к трансформаторам напряжения

Произведем проверку трансформатора напряжения, установленных на шинах ЦРП, по допустимой вторичной нагрузке в таблице 7.6

Таблица 9.6 - Нагрузка обмоток трансформатора напряжения 10 кВ ЦРП

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая прибором мощность от трех фаз ТН, ВА	Суммарная потребляемая приборами данного типа мощность, ВА
PV	ЩМ-120	1	0,3	0,3
PIK	ЦЭ6850М	10	4	40
PI	ЦЭ6850М	1	4	4
Итого:				40,4

При работе основной вторичной обмотки данного ТН в классе точности 0,5 максимально допустимая трехфазная нагрузка составляет 200 ВА. Исходя из этого считаем, что выбранный трансформатор напряжения работает в заданном классе точности.

В качестве соединительных проводов выбираем медные провода сечением 2,5 мм^2. На секциях шин ЦРП также устанавливаем трансформаторы напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-10.

Для защиты от перенапряжений устанавливаем групп трансформаторов напряжения устанавливаем ОПН РТ-Tel-10.

9.2 Выбор электрооборудования 0,4 кВ

9.2.1 Выбор ВРУ для дома по улице Эльтонская 2-я, д.47.

Выбираем ВРУ 1-18-89 с АВР (автоматическим вводом резерва) на автоматических выключателях CompactNS 100 B [20,21]

При выборе автоматического выключателя согласовывают следующие условия:

- По условиям номинального напряжения:

$$U_{ном.QF} \geq U_{ном.сети}; \quad (9.7)$$

- По количеству полюсов (фаз)
- По условиям номинального тока автомата:

$$I_{ном.QF} \geq I_{пик}; \quad (9.8)$$

- По условиям отключения тока ударного трехфазного КЗ:

$$I_{CS} \geq I_{уд} \quad (9.9)$$

- По условиям отключения тока трехфазного КЗ:

$$I_{CU} \geq I_{кз}^{(3)}; \quad (9.10)$$

- По условиям срабатывания к току однофазного КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} \geq I_{УМР.min}; \quad (9.11)$$

- По согласованию с пропускной способностью питающей линии:

$$I_{ном.QF} \leq I_{доп}^{``}; \quad (9.12)$$

При выборе модульного автоматического выключателя руководствуются его типовыми характеристиками. Типовые ВТХ(АСХ) зависят от рода нагрузки и бывают следующего типа:

- кривая B – кратность тока срабатывания УМР лежит в пределах 3-5
- кривая C – кратность тока срабатывания УМР лежит в пределах 5-10
- кривая D – кратность тока срабатывания УМР лежит в пределах 10-20

УМР – уставка электромагнитного расцепителя.[17]

Для питания смешанной нагрузки на практике устанавливают характеристику С.

Расчетный ток на вводе в ВРУ жилого дома:

$$I_{ввод} = \frac{S_{0,4}}{\sqrt{3} \cdot U_н}; \quad (9.13)$$

где, $S_{0.4}$ – активная мощность жилого дома, определена в пункте 5, (учитываем нагрузку общественных зданий в доме) кВА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, $U_{ном} = 0,4$ кВ;

$\cos\varphi_{ср}$ – величина средневзвешенного коэффициента мощности для смешанной нагрузки дома.

$$I_{ввод} = I_{р.к} = \frac{255,89}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 369,34 \text{ А}.$$

Выберем автоматический выключатель Schneider Electric Compact NSX400

$$400В \geq 380В.$$

Количество фаз – 3, количество полюсов автоматического выключателя – 3

$$400А \geq 369,34 \text{ А}.$$

Отключающая способность автомата $I_{CS} = 25000$ А$= 25$ кА

Отключающая способность автомата $I_{CU} = 25000$ А$= 25$ кА

Проверим условия отключения тока ударного трехфазного КЗ в Min и Max значении ударного тока трехфазного КЗ:

$$I_{CS} \geq I^{(3)}_{кз.max};$$

$$25 \text{ кА} \geq 14,64 \text{ кА}$$

По условиям отключения тока трехфазного КЗ:

$$I_{CU} \geq I^{(3)}_{кз.max}$$

$$25 \text{ кА} \geq 14,64 \text{ кА}$$

По условиям срабатывания к току однофазного КЗ:

$$I^{(1)}_{кз.max} \geq I_{STR22}$$

$$1{,}75 \text{ кА} \geq 0{,}09 \text{ кА}$$

По согласованию с пропускной способностью питающей линии:

$$400 \leq 445 \text{ А}$$

9.2.2 Выбор электрооборудования 0,4 кВ на ТП

Согласно каталогу на БКТП «Балтика» на стороне 0,4 кВ всех подстанции комплектуются выключателями производства Schneider Electric серии Masterpact в качестве автоматических выключателей на стороне НН и секциях 0,4 кВ ТП.

На отходящих линиях устанавливаются автоматические выключатели серии Compact NS или NSX [19].

Так как автоматические выключатели секций и отходящих линий на всех ТП зависят от дворовых схем проверим выключатели по основным условиям для ТП2:

$$400 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$$

Для вводных автоматических выключателей в ТП2:

$$I_{ном.QF} = 2000 \geq I_{пик} = 1{,}4 \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 1274{,}56$$

По условиям отключения тока ударного трехфазного КЗ:

$$25 \text{ кА} \geq 18{,}59 \text{ кА}$$

По условиям отключения тока трехфазного КЗ:

$$25 \text{ кА} \geq 18{,}59 \text{ кА}$$

9.2.3 Выбор автоматического выключателя, устанавливаемого в ЩЭ к питаемой квартире:

Расчетный ток в кабельной линии, питающей квартиру:

$$I_{кв} = \frac{P_{кв}}{U_н \cdot \cos\varphi_{ср}}, \quad (9.14)$$

где, $P_{ст}$ – выделенная мощность на одну квартиру с электроплитой, равна 8000, Вт;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, $U_{ном} = 220$ В;

$\cos\varphi_{ср}$ – величина средневзвешенного коэффициента мощности для смешанной нагрузки квартиры.

$$I_{кв} = \frac{8000}{220 \cdot 0{,}98} = 36{,}36 \text{ А}.$$

Выберем медный кабель марки ВВГнгLS 3х6 с $I_{доп}^{`}$= 42 А, тогда величина тока с условием прокладки равна:

$$I_{доп}^{``} = 1{,}00 \cdot 0{,}96 \cdot 42 = 40{,}3 \text{ А}$$

Выберем автоматический выключатель Schneider Electric iK60N C 40A 2P

230В≥220В

Количество фаз – 1, количество полюсов автоматического выключателя - 2

$$40 \text{ А} \geq 36{,}6 \text{ А}$$

$$I_{УМР.min} = 5 \cdot 40 = 200 \text{ А} = 0{,}2 \text{ кА}$$

Отключающая способность автомата I_{CS}= 6000 А = 6 кА

По условиям срабатывания к току однофазного КЗ:

$$I_{кз.max}^{(1)} \geq I_{УМР.min}$$

$$0{,}70 \text{ кА} \geq 0{,}2 \text{ кА}$$

По согласованию с пропускной способностью питающей линии:

$$40 \text{ А} \leq 40{,}3 \text{ А}$$

Автоматический выключатель удовлетворяет расчетным параметрам

Выводы по разделу 9

В данном разделе мною выбрано оборудование:

ТП выбраны в исполнении блочного типа, комплектные производства ПО «Элтехника,» на высокой стороне комплектуются камерами КСО «Аврора,» выключателями ВВ/Tel-10-630, на низкой стороне низковольтное комплектное устройство ЩО-2000 «Нева», автоматические выключатели Compact и Masterpact, и трансформаторы тока ТШП-0,66.

10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Согласно пункту 6.33 и 6.34 СП31.110-2003: для потребителей жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется.

Для местных и центральных тепловых пунктов, насосных, котельных и других потребителей, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, расположенных в микрорайонах (школы, детские ясли-сады, предприятия торговли и общественного питания и другие потребители), компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется, если в нормальном режиме работы расчетная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 кВар. Это соответствует суммарной расчетной нагрузке указанных потребителей 250 кВт. Так как в рассматриваемом микрорайоны неизвестны данные по котельным и иным потребителям, их учитывать не будем.

Рассчитаем значение коэффициента реактивной мощности для каждой ТП, полученные значения представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Значение tgφ для каждой ТП

№ ТП	PpТП,кВТ	QpТП,кВТ	tgφ
1	898,2	407,3	0,45
2	973,64	534,8	0,55
3	714,95	337,75	0,47
4	896,08	430,74	0,48
5	1141,28	567,17	0,50
6	518,02	241,45	0,47
7	695,48	285,02	0,41
8	815,68	283,26	0,35
9	858,64	387,89	0,45

Согласно приказу министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. №380 «О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» максимальные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок для электрической сети напряжением 1-20 кВ составляет 0,4, а для электрической сети напряжением 0,4 кВ составляет 0,35.

По результатам расчетных данных значение tgφ для почти всех ТП не удовлетворяет нормативным значениям. В сети требуется компенсация реактивной мощности. Используем вариант централизованной компенсации

реактивной мощности на стороне низшего напряжения. Такой способ компенсации позволяет сократить активные потери и увеличить пропускную способность понижающего трансформатора. Рассчитаем необходимую мощность компенсирующего устройства для ТП, которым необходима компенсация

$$Q_{КУ} = Q_{р.} - P_{р.} tg\varphi_{норм}$$

Расчёты сведем в таблицу 10.2

Таблица 10.2 – расчет мощности компенсирующего устройства

№ ТП	Qp, кВар	Pptgφнорм	Qку
1	407,3	314,37	92,93
2	534,8	340,774	194,03
3	337,75	250,2325	87,518
4	430,74	313,628	117,11
5	567,17	399,448	167,72
6	241,45	181,307	60,143
7	285,02	243,418	41,602
9	387,89	300,524	87,366

В качестве компенсирующего устройства выберем АКУ компании «Модуль-С». Конденсаторные установки компенсации реактивной мощности предназначены для повышения коэффициента мощности электроустановок путем автоматического регулирования реактивной мощности. Установки окупаются за 6 - 18 месяцев эксплуатации.

Выводы по разделу 10

В данном разделе мною было посчитан расчет tgφ для каждой ТП и выбрано компенсирующее устройство. Для установки были приняты компенсирующее устройства АКУ компании «Модуль-С».

11 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ, УСТАНОВЛЕННОЙ НА СЕКЦИОННОМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА (РП) И В НАЧАЛЕ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ КЛ1

11.1 Организация защиты на секционном выключателе на РП

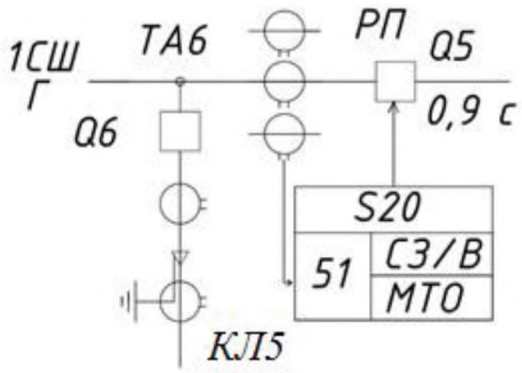

Рисунок 11.1 – Защита на секционном выключателе Q5 РП

Защита, установленная на секционном выключателе Q5 РП, согласно ПУЭ должна иметь селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку – они реализуются с помощью функции 51 блока Sepam S20 (рисунок 9.1).

Уставка тока селективной защиты отстраивается от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{ПИК}$ на величину коэффициента надежности отстройки $K_{Н.О.}$

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей сборные шины РП, определяется с учетом отстройки от максимального тока трехфазного КЗ $I^{(3)Д}_{К.МАКС}$ на стороне ВН трансформатора.

11.2 Селективная защита

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{ПИК}$

$$I_{С.СЗ.Q5}=I_{sd.Q5}=\frac{K_{Н.О}}{K_В}\cdot K_{СЗП}\cdot I^{ВН}_{РАБ.МАКС.Q5}=\frac{K_{Н.О}}{K_В}\cdot I^{ВН}_{ПИК.Q5}=\frac{1,1}{0,935}\cdot 745,5=877\text{ А.}$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q5 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q6

$$I_{sd.Q5} \geq К_{Н.СОГЛ} \cdot I_{sd.Q6} = 1{,}3 \cdot 316 = 410{,}8 А.$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определенных выше токов, т.е. $I_{sd.Q5}$ = 877 А.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q5 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q6

$$t_{sd.Q5} = t_{sd.Q6} + \Delta t = 0{,}6 + 0{,}3 = 0{,}9 \text{ с}.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии ВЛ5 перед трансформатором в минимальном режиме.

$$К^{(2)Д}_{Ч.СЗ} = \frac{I^{(2)Д}_{К.МИН}}{I_{sd.Q5}} = \frac{5700}{877} = 6{,}49 \geq К_{Ч.ДОП} = 1{,}5 .$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора проверка определяется по минимальному из двух токов КЗ $I^{(1)Ж}_{К.МИН}$ или $I^{(2)Ж}_{К.МИН}$ за трансформатором Т5 (точка Ж). Минимальным является ток $I^{(1)Ж}_{К.МИН}$ = 5,27 кА (см. таблицу 8.1).

$$К^{(2)}_{Ч.СЗ} = \frac{2 \cdot I^{(1)Ж}_{К.МИН}}{3 \cdot I_{sd.Q5} \cdot К_U} = \frac{2 \cdot 5270}{3 \cdot 877 \cdot 25} = 0{,}16 < К_{Ч.ДОП} = 1{,}2$$

Проведенные расчеты показывают, что селективная защита, установленная на секционном выключателе Q5 РП, имеет достаточную чувствительность для защиты линии ВЛ5, но уже не чувствует минимальный ток за трансформатором.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{sd.Q5}$ = 877 А кривая должна пройти через точку Q5 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q5}$ = 0,9 с при токе $I^{Q5}_{*} = 10 \cdot I_{sd.Q5}$ = 8770 А. Выбираем тип характеристики SIT.

11.3 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих условий:

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей сборные шины РП, определяется с учетом отстройки от максимального тока трехфазного КЗ $I^{(3)Д}_{К.МАКС}$ на стороне ВН трансформатора.

$$I_{С.МО.Q5}=I_{i.Q5} \geq K_{Н.О} \cdot I^{(3)Д}_{К.МАКС}=1,15 \cdot 10806=12427\,А\,.$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q6

$$I_{i.Q5} \geq K_{Н.СОГЛ} \cdot I_{i.Q6}=1,3 \cdot 713=927\ А\,.$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определенных выше токов – $I_{i.Q5}$ = 12427 А.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q5}$ = 0 с) и действует на отключение выключателя Q5.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП.

Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K^{(2)}_{Ч.МО}=\frac{I^{(2)Г}_{К.МИН}}{I_{i.Q5}}=\frac{6260}{12427}=0,5 < K_{Ч.ДОП}=2$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП, поэтому ее устанавливать не будем.

11.4 Организация защиты в начале кабельной линии на 10 кВ

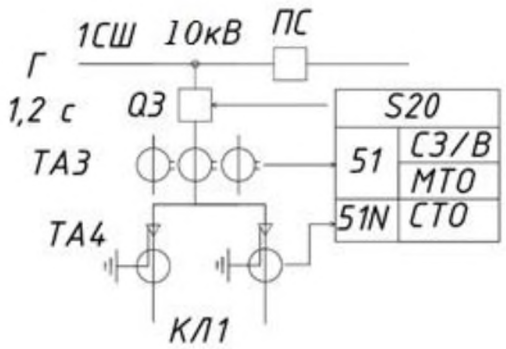

Рисунок 11.2 – Защита, отходящей от ПС линии

Защита, установленная на выключателе Q3, к которому подключена линия КЛ1, состоящая из двух параллельно включенных кабелей и питающая распределительный пункт РП (рисунки 6.1 и 7.2). Защиту выполним с помощью

микропроцессорного блока типа Sepam S20, выпускаемого компанией Schneider Electric.

Согласно ПУЭ отходящая от ПС линия должна иметь две ступени максимальной токовой защиты (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку) и защиту от однофазных замыканий на землю. Первые две ступени реализуются с помощью функции 51 блока Sepam S20, а защита от ОЗЗ – с помощью функции 51N. Для получения информации о токах однофазного замыкания на землю, протекающих по кабелям линии КЛ1, на каждый кабель установлено по трансформатору тока нулевой последовательности ТА4. Вторичные обмотки ТА4 соединены параллельно и подключены к входу устройства Sepam.

Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени. Для расчета ее параметров используем положения, изложенные в [6, разделы 17.2.1 и 17.2.3].

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{ПИК}$

$$I_{sd.Q3}=\frac{K_{Н.О}}{K_{В}}\cdot I^{ВН}_{ПИК.Q3}=\frac{1,1}{0,935}\cdot 1065=1253\ А.$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q3 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q5

$$I_{sd.Q3}\geq K_{Н.СОГЛ}\cdot I_{sd.Q5}=1,3\cdot 877=1140\ А.$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определенных выше токов, т.е. $I_{sd.Q3}$ = 1253 А.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q3 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q5

$$t_{sd.Q3}=t_{sd.Q5}+\Delta t=0,9+0,3=1,2\ с.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ1 на сборных шинах РП (рисунок 6.1, точка Г) в минимальном режиме

$$K^{(2)Г}_{Ч.СЗ}=\frac{I^{(2)Г}_{К.МИН}}{I_{sd.Q3}}=\frac{6260}{1253}=4,99\geq K_{Ч.ДОП}=1,5\ .$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты на выключателе Q6. Проверка проводится по минимальному току КЗ на стороне ВН трансформатора Т5 (точка Д)

$$К^{(2)Д}_{Ч.СЗ}=\frac{I^{(2)Д}_{К.МИН}}{I_{sd.Q3}}=\frac{5700}{1253}=4{,}54 \geq К_{Ч.ДОП}=1{,}2 .$$

Проведенные расчеты показывают, что селективная защита имеет достаточную чувствительность как в своей зоне действия, так и в зоне резервирования нижестоящей защиты.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{sd.Q3}$ = 1253 А кривая должна пройти через точку Q3 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q3}$ = 1,2 с при токе $I_*^{Q3} = 10 \cdot I_{sd.Q3}$ = 12530 А. Выбираем тип характеристики SIT.

Результаты сводим в таблицу 11.1.

Мгновенная токовая отсечка. Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих условий:

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей линию КЛ1, определяется с учетом отстройки от максимального тока трехфазного КЗ $I^{(3)Г}_{К.МАКС}$ на сборных шинах РП (точка Г)

$$I_{i.Q3} \geq К_{Н.О} \cdot I^{(3)Г}_{К.МАКС}=1{,}15 \cdot 12675=14576 \text{ А} .$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q5

$$I_{i.Q3} \geq К_{Н.СОГЛ} \cdot I_{i.Q5}=1{,}3 \cdot 12427=16155{,}1 \text{А} .$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определенных выше токов – $I_{i.Q3}$ = 16155,1 А.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q3}$ = 0 с) и действует на отключение выключателя Q3.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах напряжением 10 кВ ПС, от которой питается линия КЛ1 (рисунок 6.1). Коэффициент чувствительности отсечки:

$$К^{(2)}_{Ч.МО}=\frac{I^{(2)В}_{К.МИН}}{I_{i.Q3}}=\frac{6540}{16155{,}1}=0{,}4 < К_{Ч.ДОП}=2 .$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах ПС, поэтому ее устанавливать не будем.

Таблица 7.1 – Расчетные данные по выключателям Q6, Q5 и Q3

Место установки защиты (выключатель)	$I_{р.макс}$, А	Селективная защита														МТО		
		$K_{СЗП}$	$I_{пик}$, А	I_{sd}, А	Уставки времени		Тип кривой	T^{N}_{MS}	$t_{СЗ}$, с, при разных I•, А						$K^{ОСН}_{ч.СЗ}$	$K^{РЕЗ}_{чСЗ}$	I_i, А	$I^{(2)}_{К.МИН}$ кА	$K_{ч.МО}$
					t_{sd}, с	$10 \cdot I_{sd}$, А			1,1	2	3	6	10	20					
Q3	710	1,5	1065	1253	1,2	12530	SIT	0,4	29,6 / 1378	4,05 / 2506	2,55 / 3759	1,55 / 7518	1,2 / 12530	0,92 / 25060	4,99	4,54	16155	6,54	0,4
Q5	497	1,5	745,5	877	0,9	8770	SIT	0,3	22,2 / 965	3,04 / 1754	1,91 / 2631	1,16 / 5262	0,9 / 8770	0,69 / 17540	6,49	0,16	12427	6,26	0,5
Q6	72,74	1,8	131	316	0,6	3160	VIT	0,4	54 / 347	5,4 / 632	2,7 / 947	1,08 / 1896	0,6 / 3160	0,28 / 6320	18,03	0,44	712	6,26	8,78

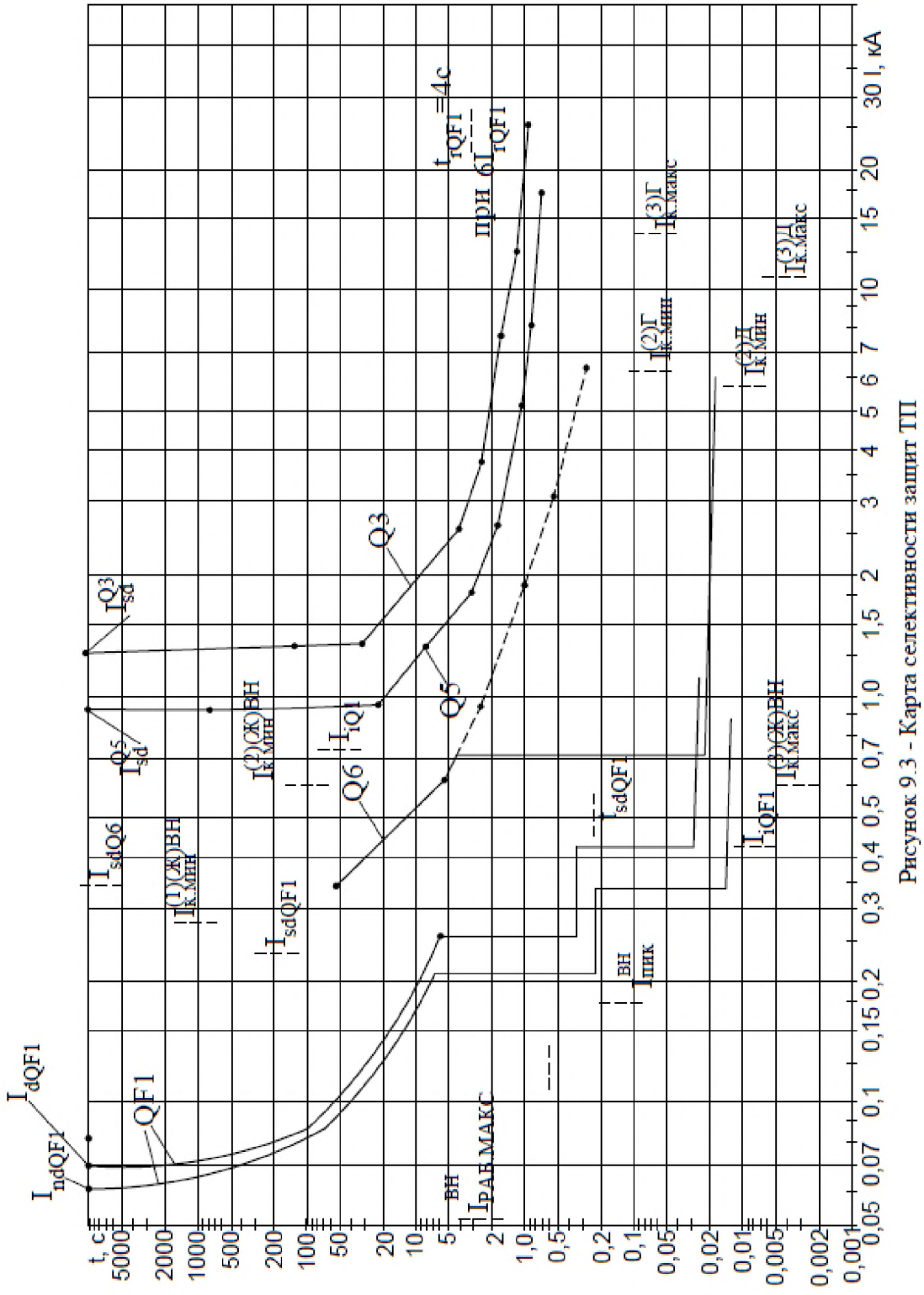

Рисунок 9.3 - Карта селективности защит ТП

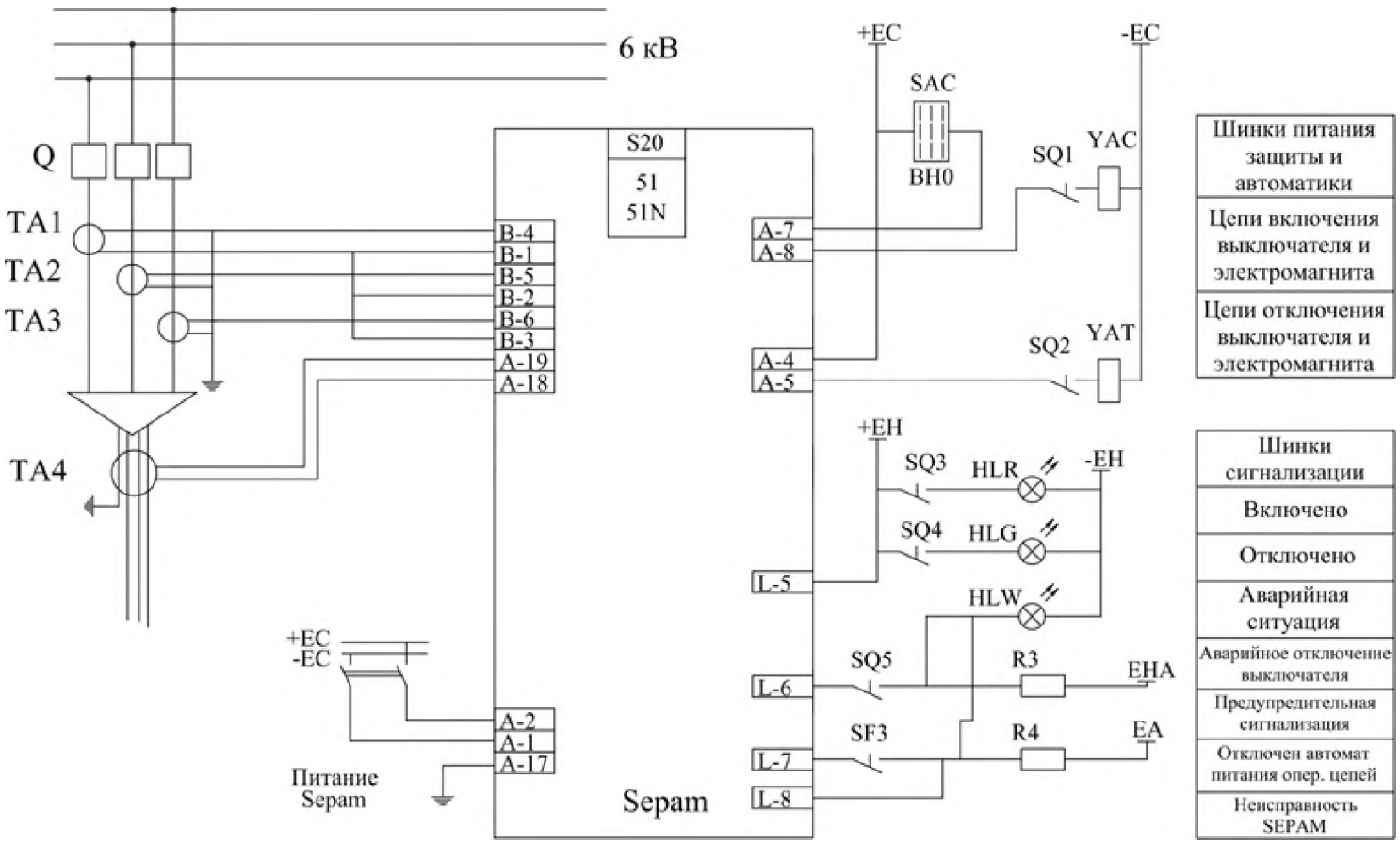

Рисунок - 9.4 Схема защиты КЛ с использованием терминала Sepam S20

Спецификация на элементы схем защит находится в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Спецификация элементов схем защиты кабельной линии

Позиционное обозначение	Наименование	Тип и техническая характеристика	Кол-во	Примечание
HLW	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Желтая
HLR	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-К-4-220	1	Красная
HLG	Лампа полупроводниковая коммутаторная	СКЛ-11-Л-4-220	1	Зеленая
SQ1- SQ5	Путевой выключатель конечный		5	
YAC	Электромагнит включения		1	
YAT	Электромагнит отключения		1	
BHO	Переключатель		1	Буквами О, Н, В соответственно обозначено «отключить», «нейтральное положение», «включить»

11.5. Расчет защит от ОЗЗ

Для защиты линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства Sepam S20.

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо рассчитать собственные емкостные токи кабельных линий I_{Ci} и суммарный ток ОЗЗ $I_{ОЗЗ}$. Расчет проводится для половины схемы электрической сети напряжением 10 кВ, то есть рассматриваются все кабели, подключенные к 1СШ подстанции, 1СШ распределительного пункта.

Ток срабатывания защиты $I_{С.Зi}$ отстраивается от емкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{С.ЗПi}$)

$$I_{С.Зi} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_{С.ЗПi},$$

где $К_{Н.С}$ = 1,2 – коэффициент надежности срабатывания; $К_{БР}$ = 1 – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значение дано для устройства SEPAM).

Для кабельной линии КЛ1, питающей распределительный пункт РП, собственный ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, будет равен сумме емкостных токов кабельной линии КЛ1 и всех линий, отходящих от распределительного пункта РП.

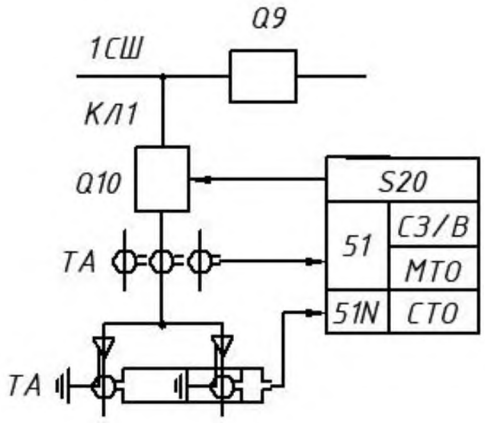

Рисунок 11.2 – Схема защиты кабельной линии КЛ1

Таким образом:

$$I_{С.З} \geq К_{Н.С} \cdot К_{БР} \cdot (I_{С.КЛ1} + I_{С.ВЛ5} + I_{С.КЛ4} + I_{\Sigma ОЗЗ}^{1СШ.РП}) =$$
$$= 1{,}2 \cdot 1 \cdot (1{,}6 + 0{,}0195 + 0{,}572 + 4{,}8) = 8{,}389 \text{ А}.$$

Проверим чувствительность выбранной защиты:

$$К_{Ч} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{С.ЗП}}{I_{С.З}} = \frac{27{,}095 - 6{,}99}{8{,}389} = 2{,}4 \geq К_{Ч.ДОП} = 1{,}5$$

Следовательно, защита радиальной линии КЛ1 от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

Для радиальных линий собственный ток защищаемого присоединения $I_{С.ЗПi}$ равен емкостному току этой радиальной линии $I_{С.ЗПi} = I_{Сi}$.

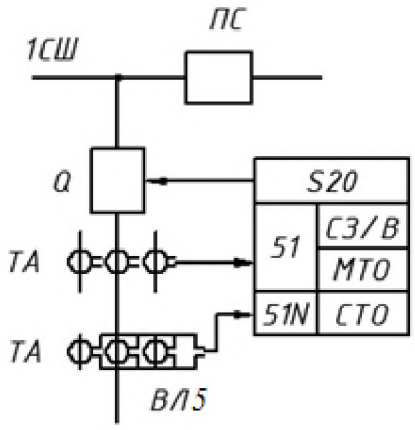

Рисунок 11.3 – Схема защиты ВЛ5

Тогда для кабельной линии ВЛ5:

$$I_{С.З} \geq К_{Н.С} \cdot К_{БР} \cdot I_{С.ВЛ5} =$$
$$= 1{,}2 \cdot 1 \cdot 0{,}0195 = 0{,}0234 \text{ А}.$$

Проверим чувствительность выбранной защиты:

$$К_{ч} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{С.ЗП}}{I_{С.З}} = \frac{27{,}095 - 0{,}315}{0{,}0234} = 1157 \geq К_{ч.ДОП} = 1{,}5$$

Следовательно, защита радиальной линии ВЛ5 от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

Вывод по разделу 11

В данном разделе был проведен расчет защиты, установленной на секционном выключателе РП, в начале линий питающих РП, а также был произведен расчет защиты от ОЗЗ. Рассчитаны и построены времятоковые характеристики защиты.

Проведенные расчеты по секционному выключателю на РП показывают, что селективная защита имеет достаточную чувствительность для защиты магистральной линии КЛ3, но уже не чувствует минимальный ток за трансформатором. Мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП, поэтому ее устанавливать не будем.

Расчеты защиты на выключателе на питающей РП линии показывают, что селективная защита имеет достаточную чувствительность как в своей зоне действия, так и в зоне резервирования нижестоящей защиты. Следовательно, мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах ПС, поэтому ее устанавливать не будем.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

Микрорайон расположен в поселке Чурилово, который находится в восточной части города Челябинск, столице Южного Урала. Схема внешнего электроснабжения выполнена на напряжение 10 кВ.

Проектируемая подстанция расположена в умеренно-континентальном климате. Расчетные климатические параметры на основании СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» с учетом требований технического задания, ПУЭ, 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов Южного Урала по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

– среднегодовая плюс 6,5;

– наибольшая плюс 40;

– наименьшая минус 38;

– при гололеде минус 5;

– расчетная наиболее холодной пятидневки минус 35;

– скорость ветра – 23 м/с, нормативное ветровое давление $W_0 = 500$ Па (II район);

– скорость ветра при гололеде –14 м/с, нормативное ветровое давление $W_г$=120 Па;

– средняя высота снежного покрова – 50 см;

– глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 200 см, песчаных грунтов – 220 см;

– среднегодовая продолжительность гроз 35 часов;

– сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

12.2 Конструктивная часть трансформаторной подстанции

В здании трансформаторной подстанции, выполненном как 2БКТП 630/10/0,4, расположены распределительные устройства РУВН-10 кВ и РУНН-0,4 кВ и трансформаторы ТМГ-630/10/0,4. Тип высоковольтного ввода –кабельный, так же, как и тип вывода на стороне низкого напряжения.

БКТП имеет двери с каждой обслуживаемой стороны. Для вентиляции и охлаждения блоков трансформаторов в дверях предусмотрены жалюзи.

12.3 Электрозащитные средства

Оперативно-выездные бригады, обслуживающие подстанции 10/0,4кВ и распределительные электросети должны при себе иметь следующие средства защиты (СО 153-34.03.603-2003) представленные в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

№	Наименование средства защиты	Количество
1	Изолирующие штанги (оперативные или универсальные)	1 шт. на каждый класс напряжения
2	Указатели напряжения на 10 кВ	2 шт
	Указатели напряжения на 0,4 кВ	2 шт
3	Сигнализаторы напряжения индивидуальные	1шт. на каждого работающего на ВЛ
4	Изолирующие клещи на напряжение 10 кВ	1 шт
4	Изолирующие клещи на напряжение 0,4 кВ	1шт.
5	Изолирующие клещи на напряжение 10 кВ	1 шт.
	Изолирующие клещи на напряжение 0,4 кВ	1 шт.
6	Диэлектрические перчатки	3 пары
7	Изолирующий инструмент	1 комплект
8	Электроизмерительные клещи на напряжение до и выше 1000 В	1 шт.
9	Переносные заземления	2 шт.
10	Диэлектрические ковры и изолирующие накладки	2 шт.
11	Защитные щитки или очки	2 шт.
12	Плакаты и знаки безопасности (переносные)	8 шт.
13	Защитные каски	1 шт. на каждого работающего
14	Респираторы	По местным условиям
15	Предохранительный пояс	2 шт.

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

12.4 Электробезопасность

Электробезопасность обеспечивается конструкцией электроустановок, системой организационных и технических мероприятий, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества, а также с помощью применения специальных средств защиты.

К организационным мероприятиям относятся:

1. Правильная организация и ведение безопасных методов работы;
2. Обучение, инструктаж персонала правилам технической эксплуатации и технике безопасности;
3. Контроль и надзор за выполнением правил технической эксплуатации и техники безопасности;
4. Назначение лиц ответственных за безопасное ведение работ;
5. Оформление работы нарядом или распоряжением;
6. Оформление допуска к работе;
7. Надзор за работающими во время выполнения работы;
8. Оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место;
9. Оформление окончания работы.

К техническим средствам относятся:

1. Применение предупредительной сигнализации, блокировок, установка знаков безопасности;
2. Применение изоляции токоведущих частей (основная, дополнительная, усиленная, двойная);
3. Применение защитных барьеров и ограждений;
4. Компенсация емкостных токов замыкания на землю;
5. Применение устройств защитного отключения;
6. Заземление или зануление корпусов электрооборудования и элементов электроустановок;
7. Выравнивание потенциалов;
8. Использование средств индивидуальной защиты.

Основным объектом системы электроснабжения городских сетей являются трансформаторные подстанции, так же это объект повышенной опасности поражения обслуживающего персонала электрическим током, электрической дугой, электромагнитным полем и статическим электричеством. В связи с этим на трансформаторных подстанциях необходимо уделять особое внимание вопросам технической эксплуатации, техники безопасности и охраны труда.

12.5 Защитное заземляющие устройство трансформаторной подстанции

В нормальных условиях, при отсутствии повреждения, корпус оборудования не находится под напряжением. Но повреждение изоляции в оборудовании или на

участке сети приводящее к замыканию на землю, вызывают опасность поражения обслуживающего персонала электрическим током. Для защиты от опасных потенциалов, выполняют защитные заземления, то есть металлические части установки соединяют проводником с землей.

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжений 10 и 0,4 кВ, сопротивления заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [6, табл.1.8.38]. Составим предварительную схему заземления. Заземлитель сооружается с внешней стороны ТП с расположением вертикальных заземлителей по контуру. Вертикальные заземлители (стальные стержни диаметром 20 мм и длиной 3 м) погружены в грунт на глубину 0,7 м и приварены к горизонтальным электродам, выполненные стальной полосой 40х10 мм на расстоянии не менее 300 мм от фундамента.

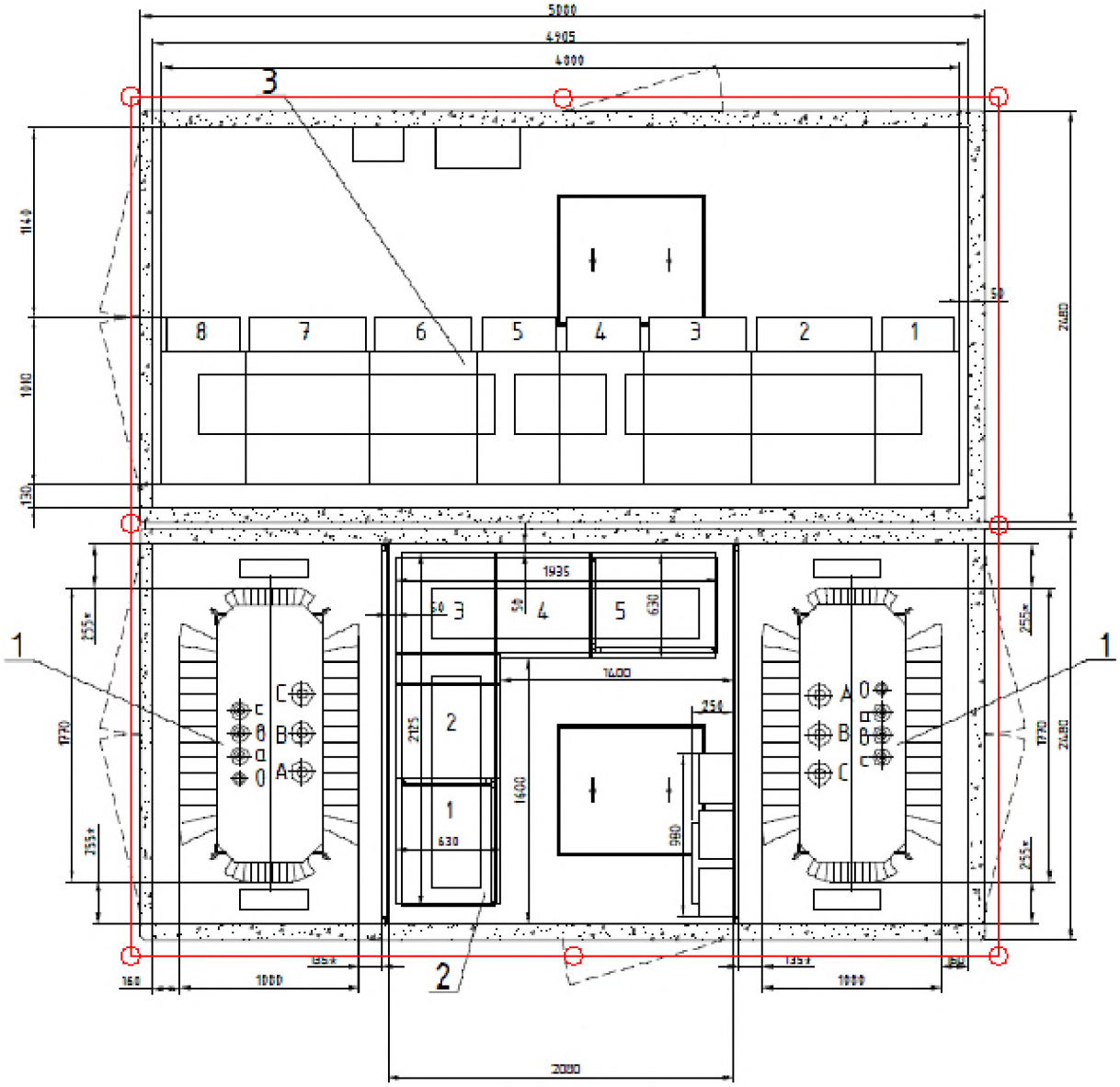

Рисунок 12.1 – Схема и распределение заземлителей

$$R_в = \frac{\rho_{р.в}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (12.1)$$

где l – длина электрода;

d – диаметр электрода;

$\rho_{р.в}$ – удельное сопротивление грунта

t – расстояние от поверхности земли до середины электрода находится по формуле:

$$t = \frac{L}{2} + p, \quad (12.2)$$

где p = 0,7 –глубина, на которой расположен вертикальный электрод в земле, м.

Примем к установке стержень диаметром 20 мм, длина стержня 3 м.

По выражениям (10.1) и (10.2) соответственно получим:

$$t = \frac{3}{2} + 0,7 = 2,2 \text{ м};$$

$$R_в = \frac{60}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,02} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 19,2 \text{ Ом}.$$

Схема расположения вертикальных стержней заземлителей в грунте показана на рисунке 12.2.

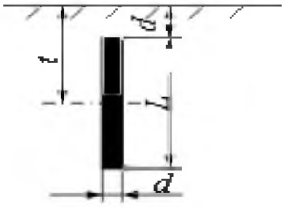

Рисунок 12.2 – Схема расположения вертикального электрода заземления

Сопротивление растеканию горизонтально проложенной стальной полосы прямоугольного сечения 40×4 мм, соединяющей вертикальные электроды между собой определим по формуле (10.3):

$$R_г = \frac{\rho_{р.г}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{l^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \right), \quad (12.3)$$

где l – общая длина горизонтальных электродов, м;

t – расстояние до поверхности земли, м;

b – ширина полосы электрода, b=0,04м.

По формуле (10.3):

$$R_г = \frac{60}{2 \cdot 3,14 \cdot 21,28} \cdot \left(\ln \frac{21,28^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,7} \right) = 4,66 \text{ Ом}.$$

Схема расположения вертикального электрода в грунте показана на рисунке 10.3.

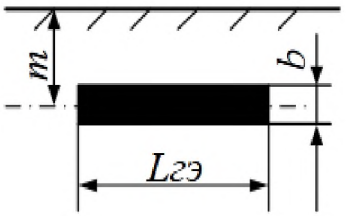

Рисунок 12.3 – Схема расположения горизонтального электрода заземления

По выражению (10.4) определим эквивалентное сопротивление всего заземляющего устройства:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{г} \cdot R_{в}}{R_{г} \cdot \eta_{г} + R_{в} \cdot \eta_{в} \cdot n}, \qquad (12.4)$$

где $\eta_{г}$ – коэффициент использования горизонтальных электродов, определяемый исходя из числа вертикальных электродов и отношения расстояния между вертикальными электродами к их длине ($\eta_{г} = 0,68$);
$\eta_{в}$ – коэффициент использования вертикальных электродов, определяемый исходя из числа вертикальных электродов и отношения расстояния между вертикальными электродами к их длине ($\eta_{г} = 0,34$);
n – число вертикальных электродов.

Согласно типовому проекту для 2БКТП-630 10/0,4 кВ число вертикальных электродов примем равным 8.

Тогда по формуле (10.4):

$$R_{\Sigma} = \frac{4,66 \cdot 19,2}{4,66 \cdot 0,68 + 19,2 \cdot 0,34 \cdot 8} = 1,61 \text{ Ом}.$$

В сетях до 1 кВ сопротивление растекания заземлителя не должно превышать 4 Ом. $R_{\Sigma} = 1,48 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$. Делаем вывод, что число установленных заземлителей на ТП достаточно.

12.5 Пожарная безопасность на трансформаторной подстанции

В таблице 12.2 приведены категории помещений по пожароопасности [4]:.

Таблица 12.2 – Категории помещений ТП по пожароопасности

№	Помещение	Категория пожароопасности
1	Отсек силового трансформатора Т1	В1
2	Отсек силового трансформатора Т2	В1
3	Отсек РУНН 0,4 кВ и РУВН 10 кВ (В ячейках вакуумные выключатели ВВ-TEL-10)	В4

Данные категории пожароопастности подразумевают, что в помещениях находятся трудногорючие и горючие жидкости и твердые вещества, а также материалы (включая волокна и пыли), обычные вещества и материалы, которые при смешивании в естественных условиях только горят, при условии, что рассматриваемое помещение не относится к описанным выше категориям «А» или «Б».

Здание ТП комплектуется ЩП-Е, стенд которого включает в себя инвентарь для тушения пожаров на электрическом оборудовании, такие возгорания относятся к классу Е. Перечень необходимых средств представлены в [7, таблица П11]:

Комплектация щита ЩП-Е:

-Щит пожарный (открытого или закрытого типа)

-Огнетушитель ОП-4 2 шт.

-Огнетушитель ОП-10 1 шт.

-Огнетушитель ОУ-3 2 шт.

-Крюк с деревянной рукояткой 1 шт.

-Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик 1 шт.

-Противопожарное полотно ПП-600 1 шт.

-Лопата совковая 1 шт.

-Ящик с песком 0,5 куб. м. 1 шт.

Помещения категории В1(отсеки силовых трансформаторов) относятся к производственным помещениям менее 300 м2, поэтому АУП не устанавливается, а для сигнализации об возникновении пожара используется АУПС согласно [8, таблица А.3].

12.6 Молниезащита трансформаторной подстанции

Если у трансформаторной подстанции металлическая кровля, то молниезащиту выполняют следующим образом: с диаметрально противоположных сторон выполняют связь кровли с наружным контуром заземления, то есть в местах ввода стальной полосы в здание ТП.

В качестве проводника следует применять проволоку диаметром 8 мм [5]. Прокладка заземляющих и нулевых защитных проводников через стены и перекрытия должна выполняться, как правило, с их непосредственной заделкой. Для этих целей используют гильзы. Пространство в гильзах заделывают специальным негорючим легкоудаляемым составом. После прокладки полосу красят в желто-зеленый цвет в соответствии с рисунком. На рисунке 10.4 представлен узел молниезащиты. На рисунке 10.5 проход шины заземления через стену.

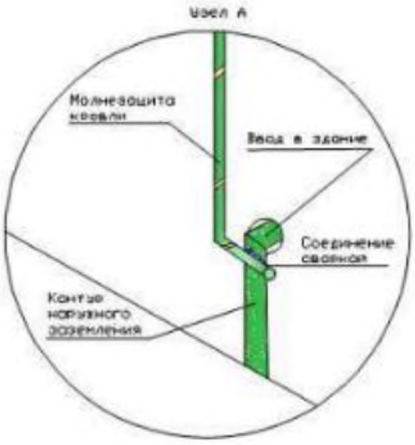

Рисунок 12.4 – Узел молниезащиты

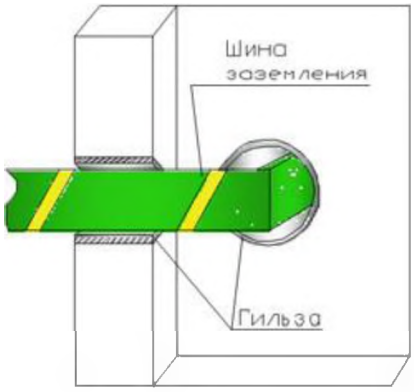

Рисунок 12.5 – Проход через стену

На рисунке 12.6 представлен разрез трансформаторной подстанции.

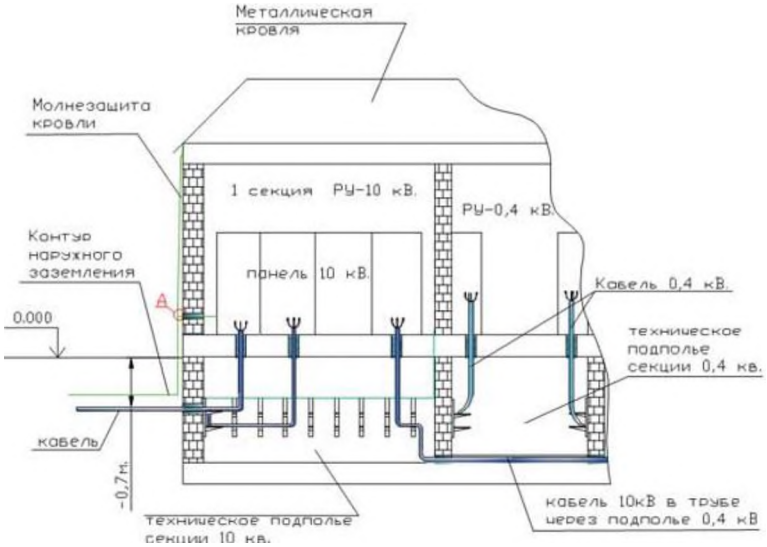

Рисунок 12.6 – Разрез трансформаторной подстанции

Согласно ПУЭ7 п.1.7.130 проложенная полоса заземления по наружной стене здания должна быть защищена от механических повреждений и коррозии.

12.7 Освещение трансформаторной подстанции

На электроподстанциях городского типа различают следующие виды освещения: рабочее, ремонтное (переносное) и аварийное.

Рабочее освещение является основным видом освещения и выполняется во всех помещениях подстанций, а также на их наружных территориях. Рабочее освещение должно создавать на рабочих поверхностях в помещениях и на открытых участках территории требуемую нормами освещенность. При наличии в помещении аварийного освещения требуемую освещенность создают совместно оба вида освещения. Напряжение установок рабочего освещения принимают 380/220 В. Используют сети с заземленной нейтралью.

Ремонтное освещение выполняется для освещения непосредственно места работы на подстанции и осуществляется переносными светильниками. Для присоединения этих светильников к сети в помещениях подстанций устанавливают розетки, питаемые от сети рабочего освещения. При этом учитываются особо неблагоприятные условия работы: теснота, неудобное положение работающего, соприкосновение с металлическими заземленными поверхностями. Питание сети ремонтного освещения осуществляется или от стационарно установленных понижающих трансформаторов с вторичным напряжением 12 В, или от переносных понижающих трансформаторов, которые присоединяются к розеткам 220 В.

Суммарный световой поток находиться по формуле (12.5):

$$\Sigma\Phi = E_н \cdot S \cdot k_з \cdot k_п, \qquad (12.5)$$

где Ен − норма освещенности, лк;

S − площадь помещения, м^2;

$k_з$− коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_з$= 1,2...1,8);

$k_п$− коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_п$=1,15...1,5).

По нормам освещенности ТП и разряду зрительной работы VIII (В), принимаем $E_н$ = 50 лк.

Расчет освещения помещений с трансформатором:

$$\Sigma\Phi = 50 \cdot 8{,}7 \cdot 1{,}7 \cdot 1{,}4 = 1035 \text{ лм.}$$

Примем к установке взрывозащищенный промышленный светодиодный светильник ДСП69-10-005 от завода «Ашасветотехника». Характеристики светильника представлены в таблице 12.3.

Таблица 12.3 – Характеристики светильника

Напряжение сети, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	КПД светильника	Срок службы светильника, лет
220	10	1100	0,9	10

Рисунок 12.7 - взрывозащищенный промышленный светодиодный светильник ДСП69-10-005

Расчет количества светильников определяется по формуле (12.6):

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_л \cdot \eta}, \quad (12.6)$$

где $\Phi_л$ – световой поток светодиода светильника;

η – КПД светильника.

$$N = \frac{373}{1100 \cdot 0{,}9} = 0{,}37 \text{ шт.}$$

Примем к установке в помещении с силовым трансформатором 1 светильник.

Расчет остальных помещений сведем в таблицу 12.4

Таблица 12.4 – Расчет и выбор оптимального числа светильников

№	Помещение ТП	Площадь помещения, м^2	Суммарный световой поток, лм	Светильник	Световой поток светильника, лм	Мощность, Вт	Количество светильников принимаемое к установке, шт.
1	Отсек силового трансформатора Т1	3,135	373	ДСП69-10-005	1100	10	1

Продолжение таблицы 12.4

2	Отсек силового трансформатора Т2	3,135	373	ДСП69-10-005	1100	10	1
3	РУВН-10 кВ	11,18	1330	ДСП69-10-005	1100	10	2
4	РУНН-0,4кВ	4,74	564	ДСП69-10-005	1100	10	1

Вывод по разделу 12

В данном разделе были рассмотрены климатические условия территории, где располагается данная трансформаторная подстанция, был представлен перечень электрозащитных средств, проведен расчет ЗУ, приведен выбор первичных средств пожаротушения, рассмотрена молниезащита и проведен расчет освещения с выбором светильников для ТП 10/0,4кВ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены расчеты электрических нагрузок жилых и общественных зданий.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внутреннего электроснабжения микрорайона была выбрана кольцевая схема с напряжением 10 кВ.

Были рассчитаны кабельные линии на напряжение 10 и 0,4 кВ.

Была определена мощность и количество трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

Посчитаны токи КЗ на стороне 10 и 0,4 кВ. По результатам расчета выбрано оборудование в РТП и ТП.

Проведены расчеты по КРМ на РТП и выбрана конденсаторная установка.

Разработаны вопросы защиты секционного выключателя на РТП и защиты отходного выключателя.

Рассмотрены вопросы связанные с организацией электробезопасности и пожаробезопасности на электросетевых объектах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 256.1325800.2016. Свод правил. Электроустановки жилых и общественных зданий правила проектирования и монтажа. – М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2016. – 125 с.
2. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий в редакции 01.01.2019г.
3. СП 52.133302016. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. – М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2016. – 107 с.
4. Предварительный национальный стандарт. Освещение наружное утилитарное. Требования энергоэффективности. М. Стандартинформ, 2016 22 с.
5. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: утв. Министерством топлива и энергетики Российской Федерации, 1994. – 35 с.
6. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М. Стандартинформ, 2009 36 с.
7. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.– Изд-во ДЕАН, 2008, 704с
8. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий /Б.И. Кудрин. М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
9. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования ФЕРм-08-2001Часть 8. Электротехнические установки.
11. НЦС 81.02.21.2017. Укрупненные нормативы цены строительства. Сборник №21. Объекты энергетики. М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской,2017. 41 с.
12. ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ».
13. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения (формат А4) Справочное пособие – СПБ, НОУ ДПО «УМИТЦ «Электро Сервис», 2010 -664с.
14. Каталог на БКТП «Балтика» ОАО ПО «Элтехника» 2019 г. – 103 с. http://www.elteh.ru/upload/iblock/715/TI_BKTPB.pdf (дата обращения 9.06.2020)
15. Каталог РУ–0,4кВ(ЩО–2000 «Нева»), ООО «Энергомодуль», 2020. – 115 с. https://www.enmod.ru/content/oborudovanie/runn/catalog_neva_25.01.13.pdf (дата обращения 9.06.2020)
16 Каталог ООО«РимМет», 2017.–12с. https://rim-met.com/wp-content/uploads/2017/11/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3-%D0%92%D0%A0%D0%A3.pdf (дата обращения 9.06.2020)

17. Каталог автоматических выключателей Schneider Electric 2019. – 40 с. https://download.schneiderelectric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=COMPACT+NS_18-02-2019_RU.pdf&p_Doc_Ref=MKP-CAT-COMPNS
(дата обращения 9.06.2020)
18. Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 2: Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с
19. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / Под ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновско-го – М.: Энергия, 1980. –576 с.
20. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. –Введ. 2017-05-08 –М.: Стандартиформ, 2017 –103 с.
21. СП 12.13130.2009. Определение категории помещений, зданий и наруж-ных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. –Введ. 2009-05-01. –М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009 г. –32 с.
22. СО153-34.21.122 –2003. Инструкция по устройству молниезащиты зда-ний, сооружений и промышленных коммуникаций. –Введ. 2003-06-30 –М.: ОАО «НТЦ «Промышленная безопасность», 2006. –44 с
23. Козлов В.А. Городские распределительные электрические сети. –Л.: «Энергоиздат», 1982.
24. РД 153-34.0-03.301 – 2000. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. –Введ. 2000-06-01 – М.: «НЦ ЭНАС» - 63 с.
25. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с Изменением N 1) Введ. 2009-05-01. –М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009г, –100с.
26. АО «Ашасветотехника» http://www.ashasvet.ru/ дата обращения 27.05.2020