

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального 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  
(подпись)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Система электроснабжения микрорайона г. Челябинска, ограниченного  
улицами С.Кривой, Коммуны, Энтузиастов, Свердловский проспект

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 130302.13.2019.115 ПЗ ВКР

Консультант по релейной  
защите к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ А.М. Ершов  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель проекта  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ А.В.Хлопова  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Консультант по экономике  
д.э.н., профессор

\_\_\_\_\_ А.А. Алабугин  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор проекта  
Студентка группы П-475

\_\_\_\_\_ В.А. Муркина  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Консультант по БЖД  
к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ И.В. Скуртова  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролер  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ А.В. Хлопова  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт  
Энергетический факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
(подпись)  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

ЗАДАНИЕ  
на выпускную квалификационную работу студента

Муркиной Виктории Андреевны  
(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы

Система электроснабжение микрорайона г. Челябинска ограниченного  
улицами С.Кривой, Коммуны, Энтузиастов, Свердловский проспект

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 201\_ г. № \_\_\_\_\_

2 Срок сдачи студентом законченной работы \_\_июнь 2019\_\_

3 Исходные данные к работе:

Из архива кафедры ЭССиСЭ



5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1 и А0)

1. План генеральный жилого микрорайона ф. А0 1 лист

2. Схема принципиальная электрическая электроснабжения ф. А0 1 лист

3. Чертеж конструктивный БКТП 6/0,4 кВ ф. А1 1 лист

4. Схема принципиальная электрическая рассматриваемого дома ф. А1 1 лист

5. Плакат по экономике ф. А1 1 лист

6. Плакат по релейной защите ф. А1. 1 лист

7. Плакат по БЖД ф. А1 2 листа

Всего 8 листов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Экономика	А.А. Алабугин		
БЖД	И.В. Скуртова		

7 Дата выдачи задания « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201\_ г.

Руководитель

\_\_\_\_\_ А.В. Хлопова  
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ В.А. Муркина  
(подпись) (И.О. Фамилия)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	5.03.19	
2 Характеристика объекта электроснабжения	10.03.19	
3 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	15.03.19	
4 Расчет электрических нагрузок по подробно рассматриваемому дому и по району в целом	20.03.19	
5. Определение числа и выбор трансформаторных подстанций	25.03.19	
6 Технико-экономическое обоснование напряжения и схем внутреннего электроснабжения	30.03.19	
7 Технико-экономическое обоснование напряжения и схем 0,4 кВ	05.04.19	
8. Расчет токов КЗ	15.04.19	
9. Выбор электрооборудования 10 и 0,4 кВ	20.04.19	
10. Компенсация реактивной мощности	30.04.19	
11 Релейная защита	5.05.19	
12 Безопасность жизнедеятельности	10.05.19	
13 Экономическая часть	15.05.19	
14 Графическая часть	20.05.19	
15 Оформление пояснительной записки	25.05.19	

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

А.В. Хлопова

(И.О. Фамилия)

Студентка

\_\_\_\_\_

(подпись)

В.А. Муркина

(И.О. Фамилия)

## АННОТАЦИЯ

Муркина В.А. «Электроснабжение жилого района г. Челябинска ограниченного улицами:

С.Кривой, Коммуны, Энтузиастов, Свердловский проспект» – Челябинск: ЮУрГУ, П–475; 2019, \_\_ рисунков, библиографический список – \_\_ наименований, \_\_ таблиц, \_\_ чертежа формата \_\_\_\_\_

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вариант электроснабжения микрорайона г. Челябинск. 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 6 и 0,4 кВ. Произведен расчет токов короткого замыкания для сети 6 и 0,4 кВ, на основании этих расчетов выбрано электрооборудование 6 и 0,4 кВ. Произведен расчет компенсации мощности на шинах 6 кВ ЦРП.

В разделе релейная защита рассмотрена организация тепловой и газовой защиты трансформатора ТМГ-1000.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены основные вопросы организации электробезопасности, пожаробезопасности и др.

В разделе Экономическая часть выполнен сравнительный анализ вариантов электроснабжения, выбран наилучший вариант схемы электроснабжения

					<b>ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ</b>					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Муркина			Система электроснабжения микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами С.Кривой, Коммуны, Энтузиастов, Свердловский проспект			В	К	Р
Провер.		Хлопова						3		
Реценз.										
Н. Контр.		Хлопова								
Утверд.		Кирпичникова								
					ФГБОУ ВПО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ					

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ОБЪЕКТА .....	7
ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	8
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ... 9	9
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МИКРОРАЙОНА .....	12
2.1 Расчет нагрузок жилых зданий микрорайона .....	12
2.2 Расчет рассматриваемого дома по адресу ул. коммуны 135а .....	14
2.3 Расчет нагрузок общественных зданий и учреждений микрорайона....	18
2.4 Расчет осветительной нагрузки микрорайона .....	23
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	27
3.1 Расчет и выбор трансформаторов устанавливаемых в городских ТП... 27	27
3.2 Пример расчета ТП1 .....	32
3.3 Расчет потерь в трансформаторах городских ТП .....	46
3.4 Центры электрических нагрузок .....	47
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	54
4.1 Выбор вариантов электроснабжения.....	54
4.2 Расчет двухлучевой схемы.....	56
4.3 Расчет кольцевой схемы.....	61
4.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов .....	65
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМ 0,4 КВ.....	68
5.1 Выбор вариантов электроснабжения.....	68
6 ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ ОТ ПОДСТАНЦИИ «ЗАПАДНАЯ» 6 КВ .....	72
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	75
7.1 Расчет токов КЗ на стороне 6 кВ .....	75
7.2 Расчет токов КЗ на стороне 0,4 кВ .....	82
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 10 и 0,4 кВ .....	90
8.1 Выбор электрооборудования 10 кВ.....	90
8.2 Выбор электрооборудования 0,4 кВ.....	97
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....	102
10 ГАЗОВАЯ И ТЕПЛОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМГ-1000 .....	104
10.1 Организация защит .....	104
10.2 Газовая защита трансформатора.....	104
10.3 Тепловая защита трансформатора .....	106
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	110
11.1 Общие положения .....	110
11.2 Обеспечение работ в электроустановках напряжением 10/0,4 кВ ...	111

11.3	Планировка и конструктивная часть ТП .....	112
11.4	Защитные средства для персонала находящиеся в ТП.....	113
11.5	Защита от волн перенапряжения и молниезащита .....	115
11.6	Заземляющее устройство ТП .....	115
11.7	Пожаробезопасность на ТП .....	118
11.8	Освещение ТП .....	119
12	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	121
	12.1 SWOT-анализ вариантов проекта системы электроснабжения микрорайона г. Челябинска .....	121
	12.2 Планирование целей проекта в дереве целей .....	123
	12.3 Планирование мероприятий по реализации проекта.....	123
	12.4 Оценка движущих и сдерживающих сил .....	124
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	126
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	127



## ВВЕДЕНИЕ

В данном дипломном проекте 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 6/0,4 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 Кирова, Коммуны, Свободы и проспект Ленина.

					ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ОБЪЕКТА

Суммарная полная мощность микрорайона: 5549,00 кВА

Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: 2

Полная расчетная мощность на шинах ЦРП: 5549,00 кВА

Коэффициент реактивной мощности, нормируемый tgφ: 0,43

Напряжение внешнего электроснабжения микрорайона: 6 кВ;

Расстояние от ЦРП до п/ст «Западная»: 1,5 км

Напряжение внутреннего электроснабжения микрорайона: 0,4 кВ;

Центральный распределительный пункт 10(6) кВ совмещенный с ТП 6 – типовой проект 407.3-661.03 с электрооборудованием ПО «Элтехника»

Типы принятых ячеек распределительного устройства 10 кВ, в центральном распределительном пункте: КСО-10-Э1 «Аврора»

Типы принятых ячеек распределительного устройства 10 кВ, в БКТП: КСО-10-Э1 «Аврора»

На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции 2хБКТП «Балтика» производства ПО «Элтехника» с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 630 и 1000 кВА

Тип кабельных линий: АПвЭБП для кабельных линий 6 кВ и АВБШвнг-LS для кабельных линий 0,4 кВ

					ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

## ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Микрорайон расположен на территории города Челябинск, в границах улиц С.Кривой, Коммуны, Энтузиастов, Свердловский проспект. Его окружают магистральные улицы общегородского и районного значения, а по территории проходят улицы местного значения и жилые улицы. Общая площадь микрорайона составляет 43,93 Га.

В данном микрорайоне преобладают жилые дома средней этажности, также есть дома повышенной этажности, в них имеются лифтовые пассажирские установки и санитарно-технические устройства. Общая площадь квартир в жилых домах, в основном, от 35 до 90 м<sup>2</sup>. В большинстве домов преобладают газовые плиты, но имеется несколько домов с электрическими плитами. Всего на территории микрорайона расположено 29 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:

- 40 жилых домов с этажностью до 9 этажей

- 13 жилых домов этажностью от 9 и выше.

Большую часть потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения составляют потребители второй категории – жилые дома высотой до 9 этажей. Среди остальных потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения в микрорайоне есть жилые здания с этажностью 16 этажей, которые являются потребителем первой категории. К потребителям второй категории отнесены магазины площадью более 250 м<sup>2</sup>, а также учреждения образования и детские сады.

					ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

# 1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ:

## 1.1 Фотореле назначение и область применения

Прибор предназначается для автоматического управления электрическими цепями уличного освещения. Говоря простыми словами, это тот же выключатель освещения, только управляемый электроникой. При восходе солнца, когда уже нет потребности освещения улиц, фотореле срабатывает на отключение света, а при появлении первых сумерек — включает его.

Широкое применение устройство получило в сфере коммунального хозяйства для освещения улиц. Это позволило намного снизить потребление электроэнергии светильниками ЖКХ и управлять процессом без присутствия человеческого фактора. Ранее необходимо было в определенное время включить уличное освещение, а с приходом рассвета – отключить. Теперь, благодаря датчику, данная функция выполняется автоматически.

Фотореле также широко используют для автоматического контроля освещения частных или загородных домов, автостоянок, щитов, ВIG-бордов, витрин магазинов, фасадных зданий и прочих конструкций, требующих подсветки в ночное время.

Благодаря конструктивным особенностям датчика существует возможность управления уличным освещением с высокими показателями точности.

Для управления уличным освещением в автоматическом режиме необходимо включить в питающую электрическую цепь светильников датчик фотореле. Также можно использовать уличный датчик движения. Необходимо размещать устройство на открытом пространстве для правильной его работы.

От размещения зависит чувствительность срабатывания датчика. Если фотореле закрывается посторонним предметом (например, ветка дерева), то чувствительность его срабатывания кардинально снижается. Фотореле также широко применяется не только для наружного освещения, но и для внутреннего освещения интерьера домов. Датчик обеспечивает ночную подсветку светильника для освещения декоративных изделий или прочих предметов в помещении (настенные часы, картины, награды, статуэтки, аквариумы). Использование данного элемента практически безгранично

## 1.2 Разновидности фотореле

Различают четыре вида фотореле для уличного освещения, которые делятся по конструктивным параметрам и области их использования:

- Устройство с фотоэлементом внутри конструкции.
- Устройство с выносным фотоэлементом.

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

- Конструкция с фотоэлементом и таймером.
- Устройство с возможностью регулирования порога включения.

Устройство с фотоэлементом внутри конструкции предназначено непосредственно для автоматических переключений уличного освещения. Имеет вид небольшой прозрачной коробки (max=10x15см), которая надежно защищает внутренние детали от негативных влияний окружающей среды. Прозрачная конструкция является необходимостью, так как через нее происходит функционирование устройства (свет падает на чувствительные элементы). Монтируется это устройство на корпусе светильника уличного освещения.

Устройство с выносным фотоэлементом отличается от предыдущего отдельной конструкцией фотоэлемента от основного механизма. Блок с рабочим механизмом устанавливается непосредственно в электрическом шкафу, а фотоэлемент на открытой местности. Дальность расположения последнего достигает до 150 метров. Такая конструктивная особенность является более надежной для основного блока, не допуская тем самым воздействия на него негативных факторов среды.

Конструкция с фотоэлементом и таймером используется для регулировки освещенности уличного света. Характерной особенностью такого устройства является наличие таймера, с помощью которого можно управлять временем освещенности. Таймер размещается в самом устройстве. Вручную на таймере задается промежуток времени срабатывания датчика. При попадании света на чувствительный элемент устройство включается спустя некоторого (заданного) времени. Аналогично выставляется время выключения.

Временной механизм может быть различным:




- дневным;
- недельным;
- годовым.

### 1.3 Сравнение различных брендов производителей фотореле

При построении современных систем освещения преддомовых территории, а также освещений главных и второстепенных улиц имеет огромное место быть автоматизация процесса включения и отключения освещения при переходе из ночного в дневное время и наоборот. В качестве основных элементов управления в осветительных щитах управляющих нагрузкой – за частую светодиодные или газоразрядные лампы (высокого давления) являются электронные реле называемые фото реле. Произведем сравнительную характеристику современных видов фотореле, их ценовой диапазон и технические характеристики.

					ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.1 – Сравнение разных производителей фотореле

Название фотореле	ФР-М01-1-15	IC2000	T1
Бренд	Меандр	Schneider Electric	ABB
Производитель	Россия	Франция	Австрия
Внешний вид			
Исполнение	Модульное	Модульное	Модульное
Кол-во занимаемых групп в щите на DIN рейке	1	3	1
Тип датчика	Выносной	Выносной	Выносной
Рабочее напряжение, В	24VDC, 220VAC	220VAC	110-220VAC
Интервал регулировки освещенности, лк.	3-300	2-2000	2-200
Макс. коммутируемый ток контакта управления нагрузкой при 220 VAC, А	16	16	16
Потребляемая мощность, ВА	2	6	4,5
Рыночная цена, июнь 2019г., руб., (с НДС)	1389,00	7461,00	5569,00

Проводя сравнительный анализ технических характеристик, фотореле производства ЗАО Меандр, может найти применение в построении простых и дешевых решений автоматизации освещения преддомовых территорий. [1-3]

Вывод по разделу ВКР: Произведен сравнительный анализ характеристик и ценовых диапазонов фотореле зарубежных и отечественных аналогов.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МИКРОРАЙОНА

### 2.1 Расчет нагрузок жилых зданий микрорайона

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

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд.}} \cdot N, \quad (2.1)$$

где  $P_{\text{кв.уд.}}$  — удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (жилых зданий) по таблице 2.1.1 [4,5], кВт/квартира;

$N$  — количество квартир.

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

$$Q_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд.}} \cdot N \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв}}, \quad (2.2)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{кв}}$  — значение коэффициента реактивной мощности для квартир (жилых зданий) по табл. 2.1.4 [4,5].

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

$$P_{\text{кв.уд.}(N)} = P_{\text{кв.уд.}(N_1)} - \frac{P_{\text{кв.уд.}(N_1)} - P_{\text{кв.уд.}(N_2)}}{N_2 - N_1} \cdot (N_{\Sigma} - N_1), \quad (2.3)$$

где  $P_{\text{кв.уд.}(N_1)}, P_{\text{кв.уд.}(N_2)}$  — 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:

$$P_{\text{с}} = P_{\text{р.л.}} + P_{\text{р.ст.у.}}, \quad (2.4)$$

где  $P_{\text{р.л.}}$  — мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{\text{р.ст.у.}}$  — 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.

То в расчетах принимаем, к установке санитарно-технические устройства в домах с повышенной этажностью, ориентировочная активная мощность санитарно-технических устройств (кВт) определяется по формуле:

$$P_{\text{с.ту}} = 0,05 \cdot N \quad (2.5)$$

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ				

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

$$P_{р.л.} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (2.6)$$

где  $k_c$  – 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:

$$Q_{р.л.} = P_{р.л.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{л}, \quad (2.7)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{л}$  – значение коэффициента реактивной мощности для лифтов по табл. 2.1.4 [4,5].

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

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (2.8)$$

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

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

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9).

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

$$Q_{р.ж.д.} = Q_{кв} + k_y \cdot (Q_{р.л.} + Q_{р.ст.у.}). \quad (2.9)$$

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

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{P_{р.ж.д.}^2 + Q_{р.ж.д.}^2}. \quad (2.10)$$

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



## 2.2 Расчет рассматриваемого дома по адресу ул. Коммуны 135а

Произведем расчет электрической нагрузки для рассматриваемого дома ул. Коммуны 135а:

Дом состоит из 1 подъезда с общим числом квартир 25 на весь дом, количество этажей – 11, плиты электрические:

Рассчитаем величину удельной мощности для 25 квартир:

$$P_{\text{кв.уд.}(56)} = 1,95 - \frac{2,2 - 1,95}{40 - 24} \cdot (25 - 24) = 2,18 \text{ кВт/кв.}$$

Рассчитаем величину мощности приходящейся на один подъезд:

$$P_{\text{кв}} = 2,18 \cdot 25 = 54,5 \text{ кВт.}$$

Величина реактивной мощности:

$$Q_{\text{кв}} = 54,5 \cdot 0,2 = 10,9 \text{ кВАр.}$$

Мощность санитарно-технических устройств:

$$P_{\text{с.ту.}} = 0,05 \cdot 25 = 1,25 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность санитарно-технических устройств:

$$Q_{\text{с.ту.}} = 1,25 \cdot 0,75 = 0,94 \text{ кВАр.}$$

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

$$P_{\text{р.л.}} = 0,8 \cdot 5,5 \cdot 1 = 4,4 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность лифта

$$Q_{\text{р.л.}} = 4,4 \cdot 1,17 = 5,15 \text{ кВАр.}$$

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

$$P_{\Sigma} = 0,9 \cdot (4,4 + 1,25) = 5,085 \text{ кВт,}$$
$$Q_{\Sigma} = 0,9 \cdot (5,15 + 0,94) = 5,48 \text{ кВАр.}$$

					ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Суммарная активная и реактивная нагрузка на вводе дома:

$$P_{р.ж.д.} = 54,5 + 5,085 = 59,59 \text{ кВт},$$
$$Q_{р.ж.д.} = 10,9 + 5,48 = 16,38 \text{ кВАр}.$$

Полная мощность на вводе в дом:

$$S_{р.ж.д.} = \sqrt{59,59^2 + 16,38^2} = 61,79 \text{ кВА}.$$

Расчеты проводим для остальных жилых домов микрорайона. Результаты расчета заносятся в таблицу 1.1

					ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 2.1 - Расчет нагрузок жилых домов микрорайона

Улица	№ домов	Количество			Тип плит пищевого приготовления	Руд.кв., кВт/кв	Кол-во и мощность лифтов (с учетом приведения ПВ=40 % к длительному режиму)		Кол-во и мощность санитарно-технических устройств		Ку	Коэффициент спроса лифта Кс	Коэффициент спроса санитарно-технических устройств Кс.ст.у.	Коэффициенты реактивной мощности			Рр.л., кВт	Qр.л., кВАр	Рр.ст.у., кВт	Qр.ст.у., кВАр	Рр.жд., кВт	Qр.жд., кВАр	Sp.жд., кВА	Категория по надёжности
		подъездов	этажей	кв.кв.			Нл.	Рл.	Нст.у.	Рст.у.				тгркв.	тгрл.	тгрст.у.								
1	2	3	4	5	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Коммуны	137	4	4	37	Газ	1,24	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	45,77	13,27	47,65	3
Коммуны	135	2	4	29	Газ	1,34	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	38,77	11,24	40,37	3
Коммуны	133	3	3	19	Газ	1,61	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	30,55	8,86	31,81	3
Коммуны	129	3	3	25	Газ	1,39	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	34,68	10,06	36,10	3
Коммуны	127	5	4	68	Газ	1,01	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	68,68	19,92	71,51	3
Коммуны	125	6	5	76	Газ	0,97	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	73,72	21,38	76,76	3
Коммуны	115	4	5	74	Газ	0,98	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	72,52	21,03	75,51	3
Коммуны	135а	1	11	25	Электро	2,18	1	5,5	1	1,25	0,9	0,8	1	0,2	1,17	0,75	4,4	5,15	1,25	0,94	59,59	16,38	61,79	2
Энтузиастов	1	6	5	92	Газ	0,89	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	81,88	23,75	85,25	3
Проспект Ленина	77	10	5	100	Газ	0,85	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	85,00	24,65	88,50	3
Энтузиастов	7	4	5	69	Газ	1,01	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	69,35	20,11	72,20	3
Сони Кривой	50а	2	16	80	Электро	1,60	1	5,5	1	4	0,9	0,8	1	0,2	1,17	0,75	4,4	5,15	4	3,00	135,56	32,93	139,50	2
Сони Кривой	50	4	5	64	Газ	1,03	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	65,92	19,12	68,64	3
Сони Кривой	46	4	5	74	Газ	0,98	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	72,52	21,03	75,51	3
Сони Кривой	42	4	5	51	Газ	1,12	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	56,97	16,52	59,31	3
Сони Кривой	38	4	5	62	Газ	1,04	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	64,48	18,70	67,14	3
Сони Кривой	36	2	5	35	Газ	1,26	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	44,17	12,81	45,99	3
Энгельса	26а	6	13	119	Газ	0,83	6	5,5	6	5,95	0,9	0,8	1	0,29	1,17	0,75	26,4	30,89	35,7	26,78	154,66	80,54	174,37	2
Энгельса	61	3	4	37	Газ	1,24	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	45,77	13,27	47,65	3
Энгельса	26	5	4	68	Газ	1,01	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	68,68	19,92	71,51	3
Энгельса	61а	1	6	15	Электро	2,80	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	42,00	12,18	43,73	3
Энгельса	63	2	5	32	Газ	1,30	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	41,60	12,06	43,31	3
Энгельса	65	1	14	110	Газ	0,84	1	5,5	1	5,5	0,9	0,8	1	0,29	1,17	0,75	4,4	5,15	5,5	4,13	101,53	35,21	107,46	2
Энгельса	32	4	5	64	Газ	1,03	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	65,92	19,12	68,64	3
Энгельса	32а	3	10	120	Электро	1,47	1	5,5	1	6	0,9	0,8	1	0,2	1,17	0,75	4,4	5,15	6	4,50	186,00	44,01	191,14	2
Энгельса	69	4	5	67	Газ	1,02	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	68,01	19,72	70,81	3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

продолжение Таблицы 2.1

Энгельса	69а	5	5	100	Газ	0,85	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	85,00	24,65	88,50	3
Энгельса	69б	2	6	36	Газ	1,25	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	45,00	13,05	46,85	3
Энгельса	28	1	14	109	Газ	0,84	1	5,5	1	5,45	0,9	0,8	1	0,29	1,17	0,75	4,4	5,15	5,45	4,09	100,64	34,93	106,53	2	
Энгельса	71	2	5	35	Газ	1,26	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	44,17	12,81	45,99	3
Проспект Ленина	71а	6	5	67	Газ	1,02	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	68,01	19,72	70,81	3
Проспект Ленина	71	11	7	184	Газ	0,74	11	5,5	11	9,2	0,9	0,8	1	0,29	1,17	0,75	48,4	56,63	101,2	75,90	271,17	158,87	314,28	2	
Проспект Ленина	68а	5	6	67	Электро	1,67	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	111,56	32,35	116,15	2
Проспект Ленина	68	1	14	110	Газ	0,84	1	5,5	1	5,5	0,9	0,8	1	0,29	1,17	0,75	4,4	5,15	5,5	4,13	101,53	35,21	107,46	2	
Проспект Ленина	66	1	14	110	Газ	0,84	1	5,5	1	5,5	0,9	0,8	1	0,29	1,17	0,75	4,4	5,15	5,5	4,13	101,53	35,21	107,46	2	
Проспект Ленина	73	10	5	115	Электро	1,48	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	170,09	49,32	177,09	2
Проспект Ленина	64	1	14	107	Газ	0,84	1	5,5	1	5,35	0,9	0,8	1	0,29	1,17	0,75	4,4	5,15	5,35	4,01	99,08	34,43	104,90	2	
Проспект Ленина	64а	6	5	77	Электро	1,62	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	124,36	36,06	129,48	3
Володарского	28	4	5	79	Газ	0,96	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	75,45	21,88	78,55	3
Володарского	30	4	5	64	Газ	1,03	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	65,92	19,12	68,64	3
Володарского	32	1	14	109	Газ	0,84	1	5,5	1	5,45	0,9	0,8	1	0,29	1,17	0,75	4,4	5,15	5,45	4,09	100,64	34,93	106,53	2	
Володарского	52	4	5	78	Газ	0,96	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	74,88	21,72	77,97	3
Володарского	52а	1	14	21	Электро	2,40	1	5,5	1	1,05	0,9	0,8	1	0,2	1,17	0,75	4,4	5,15	1,05	0,79	55,31	15,42	57,41	2	
Володарского	50	4	5	76	Газ	0,97	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	73,72	21,38	76,76	3
Володарского	50а	1	10	26	Электро	2,17	1	5,5	1	1,3	0,9	0,8	1	0,2	1,17	0,75	4,4	5,15	1,3	0,98	61,50	16,78	63,75	2	
Свердловский проспект	62	3	5	58	Электро	1,73	-	-	-	-	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-	-	-	100,05	20,01	102,03	3
Кордонный 2-ый переулок	1-б	-	-	6	Газ	15	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	90,00	26,10	93,71	3
Кордонный 3-ый переулок	4	-	-	1	Газ	15	-	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	-	15,00	4,35	15,62	3
ИТОГО ПО ЖД:																					3908,87	1256,07	4118,64		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ

### 2.3 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:

$$P_{p.оз.} = P_{уд.оз.} \cdot M, \quad (2.11)$$

где  $P_{уд.оз.}$  – удельная расчетная нагрузка общественных зданий, определяется [3, Таблица 6.14];

$M$  – количественный показатель общественного здания.

Расчетная реактивная нагрузка общественных зданий, кВАр:

$$Q_{p.оз.} = P_{p.оз.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{оз.}, \quad (2.12)$$

где,  $\operatorname{tg}\varphi_{оз.}$  – расчетный коэффициент реактивной мощности для общественных зданий, принимается по таблице 2.2.1 [4,5].

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

$$S_{p.оз.} = \sqrt{P_{p.оз.}^2 + Q_{p.оз.}^2} \quad (2.13)$$

Привожу пример расчета для организаций находящихся в доме по адресу Коммуны 135а:

$$\begin{aligned} P_{p.оз.} &= 252 \cdot 0,054 = 13,61 \text{ кВт}, \\ Q_{p.оз.} &= 13,61 \cdot 0,57 = 7,76 \text{ кВАр}, \\ S_{p.оз.} &= \sqrt{13,61^2 + 7,76^2} = 15,66 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Аналогично проводим расчеты для других общественных зданий и учреждений. Результаты расчета представлены в таблицу 2.2.

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет нагрузок организаций (юр. лиц), магазинов, и иных общественных учреждений.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Таблица 2.2 - Расчет нагрузки общественных зданий 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	Sp.оз., кВА	Категория по надёжности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Володарского	28	парикмахерская	мест	6	1,5	0,25	9,00	2,25	9,28	3
Володарского	28	магазины	кв.м	80	0,16	0,48	12,80	6,14	14,20	3
Володарского	28	организации	кв.м	600	0,054	0,57	32,40	18,47	37,29	3
Володарского	30	поликлиника (стоматология)	кв.м	100	0,14	0,57	14,00	7,98	16,11	3
Володарского	30	аптека	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Володарского	30	организации	кв.м	600	0,054	0,57	32,40	18,47	37,29	3
Володарского	23а	магазины	кв.м	150	0,25	0,75	37,50	28,13	46,88	3
Володарского	32	ресторан	мест	10	0,81	0,33	8,10	2,67	8,53	3
Володарского	32	организации	кв.м	800	0,054	0,57	43,20	24,62	49,73	3
Володарского	50	организации	кв.м	360	0,054	0,57	19,44	11,08	22,38	3
Володарского	50а	организации	кв.м	612	0,054	0,57	33,05	18,84	38,04	3
Володарского	52а	организации	кв.м	288	0,054	0,57	15,55	8,86	17,90	3
Володарского	52	организации	кв.м	400	0,054	0,57	21,60	12,31	24,86	3
Коммуны	127	магазины	кв.м	210	0,16	0,48	33,60	16,13	37,27	3
Коммуны	127	организации	кв.м	300	0,054	0,57	16,20	9,23	18,65	3
Коммуны	137	поликлиника	кв.м	300	0,14	0,57	42,00	23,94	48,34	3
Коммуны	137	магазины	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Коммуны	137	организации	кв.м	240	0,054	0,57	12,96	7,39	14,92	3
Коммуны	135	магазины	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Коммуны	135	организации	кв.м	120	0,054	0,57	6,48	3,69	7,46	3
Коммуны	133	организации	кв.м	240	0,054	0,57	12,96	7,39	14,92	3
Коммуны	131	ателье	кв.м	300	0,075	0,33	22,50	7,43	23,69	3
Коммуны	131	организации	кв.м	4340	0,054	0,57	234,36	133,59	269,76	2
Коммуны	129а	организации	кв.м	294	0,054	0,57	15,88	9,05	18,27	2
Коммуны	129	магазины	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

продолжение Таблицы 2.2

Коммуны	129	организации	кв.м	420	0,054	0,57	22,68	12,93	26,11	3
Коммуны	125	поликлиника(стоматология)	кв.м	50	0,14	0,57	7,00	3,99	8,06	2
Коммуны	115	школы	мест	45	0,17	0,38	7,65	2,91	8,18	3
Коммуны	115	организации	кв.м	80	0,054	0,57	4,32	2,46	4,97	3
Коммуны	115а	школа	мест	500	0,17	0,38	85,00	32,30	90,93	2
Коммуны	135а	организации	кв.м	252	0,054	0,57	13,61	7,76	15,66	3
Клары Цеткин	58	организации	кв.м	1178	0,054	0,57	63,61	36,26	73,22	2
Клары Цеткин	58к1	мед.учереждение	мест	35	0,17	0,38	5,95	2,26	6,37	2
Ленина проспект	64	кафе	мест	30	0,81	0,33	24,30	8,02	25,59	3
Ленина проспект	64	организации	кв.м	1200	0,054	0,57	64,80	36,94	74,59	3
Ленина проспект	64д	организации	кв.м	12973	0,054	0,57	700,54	399,31	806,35	2
Ленина проспект	64д/1	магаизны	кв.м	9	0,16	0,48	1,44	0,69	1,60	3
Ленина проспект	64д/2	магазины	кв.м	48	0,16	0,48	7,68	3,69	8,52	3
Ленина проспект	66	магазин	кв.м.	500	0,25	0,75	125,00	93,75	156,25	3
Ленина проспект	66	магазин	кв.м.	300	0,16	0,48	48,00	23,04	53,24	3
Ленина проспект	66	организаии	кв.м.	400	0,054	0,57	21,60	12,31	24,86	3
Ленина проспект	66а	Кафе и рестораны	мест	150	0,81	0,33	121,50	40,10	127,94	3
Ленина проспект	66а ст1	магазины	кв.м	1680	0,16	0,48	268,80	129,02	298,16	3
Ленина проспект	68	гостиницы	мест	30	0,46	0,62	13,80	8,56	16,24	2
Ленина проспект	68	кафе	мест	30	0,81	0,33	24,30	8,02	25,59	3
Ленина проспект	68	магазин	кв.м.	150	0,16	0,48	24,00	11,52	26,62	3
Ленина проспект	68	организации	кв.м.	300	0,054	0,57	16,20	9,23	18,65	3
Ленина проспект	77	аптеки	кв.м	150	0,16	0,48	24,00	11,52	26,62	3
Ленина проспект	77	кафе	мест	20	0,81	0,33	16,20	5,35	17,06	3
Ленина проспект	77	кафе	мест	20	0,81	0,33	16,20	5,35	17,06	3
Ленина проспект	77	магазины	кв.м	480	0,16	0,48	76,80	36,86	85,19	2
Ленина проспект	77	магазины	кв.м	240	0,25	0,75	60,00	45,00	75,00	3
Ленина проспект	77	организации	кв.м	1340	0,054	0,57	72,36	41,25	83,29	2
Ленина проспект	75а	организации	кв.м	360	0,054	0,57	19,44	11,08	22,38	3
Ленина проспект	73а	организации	кв.м	225	0,054	0,57	12,15	6,93	13,99	3
Ленина проспект	73	магазины	кв.м	240	0,25	0,75	60,00	45,00	75,00	3
Ленина проспект	73	магазины	кв.м	200	0,16	0,48	32,00	15,36	35,50	3
Ленина проспект	73	аптека	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Ленина проспект	73	организации	кв.м	300	0,054	0,57	16,20	9,23	18,65	3
Ленина проспект	71а	ателье	кв.м	100	0,075	0,33	7,50	2,48	7,90	3
Ленина проспект	71а	кафе	мест	10	0,81	0,33	8,10	2,67	8,53	3
Ленина проспект	71а	магазины	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Ленина проспект	71а	организации	кв.м	250	0,054	0,57	13,50	7,70	15,54	3
Ленина проспект	71а	парикмахерская	кв.м	6	1,5	0,25	9,00	2,25	9,28	3
Ленина проспект	71	магазины	кв.м	480	0,25	0,75	120,00	90,00	150,00	3
Ленина проспект	71	кафе	мест	15	0,81	0,33	12,15	4,01	12,79	3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ

Лист

20

продолжение Таблицы 2.2

Ленина проспект	71	организации	кв.м	600	0,054	0,57	32,40	18,47	37,29	2
Ленина проспект	71а/1	магазины	кв.м	50	0,25	0,75	12,50	9,38	15,63	3
Ленина проспект	69/1	кафе	мест	15	0,81	0,33	12,15	4,01	12,79	3
Ленина проспект	69/2	кафе	мест	10	0,81	0,33	8,10	2,67	8,53	3
Ленина проспект	69/3	магазины	кв.м	36	0,25	0,75	9,00	6,75	11,25	3
Ленина проспект	69/4	магазины	кв.м	24	0,25	0,75	6,00	4,50	7,50	3
Ленина проспект	75	университет	мест	1500	0,17	0,43	255,00	109,65	277,58	2
Ленина проспект	69	университет	мест	1500	0,17	0,43	255,00	109,65	277,58	2
Свердловский проспект	72	организации	кв.м	4680	0,054	0,57	252,72	144,05	290,89	2
Свердловский пропект	60	организации	кв.м	10447	0,054	0,57	564,14	321,56	649,35	2
Свердловский пропект	60	ателье	кв.м	300	0,075	0,33	22,50	7,43	23,69	3
Свердловский пропект	60а	организации	кв.м	2240	0,054	0,57	120,96	68,95	139,23	3
Свердловский пропект	62	магазины	кв.м	320	0,16	0,48	51,20	24,58	56,79	3
Свердловский пропект	62	ресторан	мест	10	0,81	0,33	8,10	2,67	8,53	3
Свердловский пропект	62	организации	кв.м	120	0,054	0,57	6,48	3,69	7,46	3
Свердловский пропект	62а	организации	кв.м	930	0,054	0,57	50,22	28,63	57,81	2
Свердловский пропект	64	организации	кв.м	1155	0,054	0,57	62,37	35,55	71,79	2
Свердловский проспект	72/1	магазины	кв.м	30	0,16	0,48	4,80	2,30	5,32	3
Свердловский проспект	72/1	кафе	мест	10	0,81	0,33	8,10	2,67	8,53	3
Свердловский проспект	72/2	магазины	кв.м	40	0,25	0,75	10,00	7,50	12,50	3
Свердловский проспект	74	университет	мест	400	0,17	0,43	68,00	29,24	74,02	2
Сони Кривой	34	университет	мест	500	0,17	0,43	85,00	36,55	92,53	2
Сони Кривой	38	организации	кв.м	600	0,054	0,57	32,40	18,47	37,29	2
Сони Кривой	38	парикмахерская	мест	10	1,5	0,25	15,00	3,75	15,46	3
Сони Кривой	42/1	магазины	кв.м	30	0,25	0,75	7,50	5,63	9,38	3
Сони Кривой	42	магазины	кв.м	80	0,25	0,75	20,00	15,00	25,00	3
Сони Кривой	42	магазины	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Сони Кривой	42	аптека	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Сони Кривой	42	организации	кв.м	400	0,054	0,57	21,60	12,31	24,86	2
Сони Кривой	40	лицей	мест	600	0,17	0,38	102,00	38,76	109,12	2
Сони Кривой	48	университет	мест	500	0,17	0,43	85,00	36,55	92,53	2
Сони Кривой	46/2	организации	кв.м	72	0,054	0,57	3,89	2,22	4,48	3
Сони Кривой	46/1	организации	кв.м	36	0,054	0,57	1,94	1,11	2,24	3
Сони Кривой	46	кафе	мест	10	0,81	0,33	8,10	2,67	8,53	3
Сони Кривой	46	магазины	кв.м	450	0,16	0,48	72,00	34,56	79,86	3
Сони Кривой	46	организации	кв.м	200	0,054	0,57	10,80	6,16	12,43	3
Сони Кривой	50а	организации	кв.м	300	0,054	0,57	16,20	9,23	18,65	3
Сони Кривой	50а	аптека	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Сони Кривой	50	детсад	мест	100	0,46	0,25	46,00	11,50	47,42	3
Энгельса	26а	организации	кв.м	840	0,054	0,57	45,36	25,86	52,21	2
Энгельса	26	университет	мест	200	0,17	0,43	34,00	14,62	37,01	3
Энгельса	26	организации	кв.м	80	0,054	0,57	4,32	2,46	4,97	3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



продолжение Таблицы 2.2

Энгельса	59	магазины	кв.м	210	0,16	0,48	33,60	16,13	37,27	3
Энгельса	59	организации	кв.м	300	0,054	0,57	16,20	9,23	18,65	3
Энгельса	61	поликлиника(стоматология)	кв.м	60	0,14	0,57	8,40	4,79	9,67	3
Энгельса	61	библиотека	кв.м	100	0,14	0,57	14,00	7,98	16,11	3
Энгельса	61	кафе	мест	10	0,81	0,33	8,10	2,67	8,53	3
Энгельса	61	организация	кв.м	60	0,054	0,57	3,24	1,85	3,73	3
Энгельса	61a	организация	кв.м	300	0,054	0,57	16,20	9,23	18,65	3
Энгельса	32	магазины	кв.м	500	0,16	0,48	80,00	38,40	88,74	3
Энгельса	69	детсад	мест	100	0,46	0,25	46,00	11,50	47,42	3
Энгельса	69	организации	кв.м	80	0,054	0,57	4,32	2,46	4,97	3
Энгельса	71	организации	кв.м	200	0,054	0,57	10,80	6,16	12,43	3
Энгельса	71	парикмахерская	кв.м	8	1,5	0,25	12,00	3,00	12,37	3
Энгельса	69б	организации	кв.м	360	0,054	0,57	19,44	11,08	22,38	3
Энгельса	63	аптека	кв.м	100	0,16	0,48	16,00	7,68	17,75	3
Энгельса	63	магазины	кв.м	200	0,25	0,75	50,00	37,50	62,50	3
Энгельса	63	организации	кв.м	192	0,054	0,57	10,37	5,91	11,93	3
Энгельса	65	магазины	кв.м	300	0,25	0,75	75,00	56,25	93,75	3
Энгельса	65	ресторан	мест	20	0,81	0,33	16,20	5,35	17,06	3
Энгельса	65	организации	кв.м	480	0,054	0,57	25,92	14,77	29,84	2
Энтузиастов	1	организации	кв.м	210	0,054	0,57	11,34	6,46	13,05	3
Энтузиастов	7	магазины	кв.м	300	0,16	0,48	48,00	23,04	53,24	2
Энтузиастов	7	магазины	кв.м	180	0,25	0,75	45,00	33,75	56,25	3
Энтузиастов	7	организации	кв.м	180	0,054	0,57	9,72	5,54	11,19	3
Кордонный 3-ый переулок	6	организации	кв.м	258	0,054	0,57	13,93	7,94	16,04	3
Суммарная нагрузка ОЗ:							6078,06	3215,89	6902,44	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ 130302.13.2019.115 ПЗ

Лист

22

## 2.4 Расчет осветительной нагрузки микрорайона

Территорию рассчитываемого микрорайона окружают магистральные улицы районного значения и улицы местного значения. Также присутствует центральная улица – проспект Ленина, Свердловский проспект и ул. Энгельса.

Расчетную активную нагрузку уличного освещения согласно [6] определяем по формуле 1.19:

$$P_{ул.ос.} = P_{уд.ул.ос.} \cdot F_{ул.} \cdot E_{ул.}, \quad (2.14)$$

где  $P_{уд.ул.ос.}$  – удельная расчетная нагрузка уличного освещения, мВт/(лк·м<sup>2</sup>), согласно таблице А1 [7];

$F_{ул.}$  – площадь улицы, м<sup>2</sup>;

$E_{ул.}$  – средняя освещенность дорожного покрытия лк, определяемая по таблице 15 [3] Для уличного освещения применяем газоразрядные натриевые лампы с коэффициентом мощности  $\cos\varphi = 0,85$  и соответственно  $\operatorname{tg}\varphi = 0,62$ .

Расчетную реактивную нагрузку уличного освещения определяем по формуле 1.20:

$$Q_{ул.ос.} = P_{ул.ос.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ул.ос.}, \quad (2.15)$$

где,  $\operatorname{tg}\varphi_{ул.ос.}$  – 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 проспекта Ленина, категория автомобильной дороги согласно [6] является Б2 соответственно, по таблице 15 [6]  $E_{ул.} = 15$  лк, а пешеходных дорог П2 по таблице 26 [6]  $E_{ул.} = 10$  лк. Площадь для автомобильной дороги  $F_{ул.} = 17040$  м<sup>2</sup>, а для пешеходных дорожек также равна  $F_{ул.} = 10224$  м<sup>2</sup>.  $P_{уд.ул.ос.}$  для данной улицы, согласно [6,7] равна 53 мВт/(лк·м<sup>2</sup>). Тогда Мощность активная осветительной установки для данной улицы, по формуле 1.19 равна:

$$P_{ул.ос.} = \frac{(53 \cdot 17040 \cdot 15 + 53 \cdot 10224 \cdot 10)}{10^6} = 18,97 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность осветительной установки для данной улицы по формуле 1.20 равна

$$Q_{ул.ос.} = 18,97 \cdot 0,62 = 11,76 \text{ кВАр.}$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Полная расчетная электрическая нагрузка магистрального освещения определяется по формуле:

$$S_{\text{ул.ос.}} = \sqrt{P_{\text{ул.ос.}}^2 + Q_{\text{ул.ос.}}^2}; \quad (2.16)$$

$$S_{\text{ул.ос.}} = \sqrt{22,86^2 + 14,17^2} = 26,89 \text{ кВА.}$$

По аналогии согласно СНИПа производим расчеты и сводим в Таблицу 2.3:

Расчетная нагрузка внутриквартального освещения определяется по формуле 1.22:

$$P_{\text{вн.кв.ос.}} = P_{\text{уд.вн.кв.ос.}} \cdot F_{\text{мкр.}}, \quad (2.17)$$

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

$F_{\text{мкр.}}$  – площадь внутриквартальной территории микрорайона (43,93), Га.

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

Расчетная реактивная составляющая нагрузки внутриквартального освещения определяется по формуле 1.23:

$$Q_{\text{вн.кв.ос.}} = P_{\text{вн.кв.ос.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{вн.кв.ос.}} \quad (2.18)$$

Полная расчетная электрическая нагрузка внутриквартального освещения определяется по формуле:

$$S_{\text{вн.кв.ос.}} = \sqrt{P_{\text{вн.кв.ос.}}^2 + Q_{\text{вн.кв.ос.}}^2} \quad (2.19)$$

Так по формуле 1.22, расчетная активная мощность внутриквартального освещения равна:

$$P_{\text{вн.кв.ос.}} = 1,2 \cdot 43,93 = 52,72 \text{ кВт.}$$

По формуле 1.23 определяем реактивную мощность внутриквартального освещения:

$$Q_{\text{вн.кв.ос.}} = 52,72 \cdot 0,62 = 32,68 \text{ кВАр.}$$

По формуле 1.24 определяем полную расчетную нагрузку внутриквартального освещения:

$$S_{\text{вн.кв.ос.}} = \sqrt{52,72^2 + 32,68^2} = 10,82 \text{ кВА.}$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.3 - Расчет наружного освещения микрорайона

Название улицы	Категория объектов	Площадь проезжей части, м2	Площадь пешеходной части, м2	Средняя освещенность дорожного покрытия проезжей части, Лк	Средняя освещенность дорожного покрытия пешеходной части, Лк	Руд.осв., мВт/(лк*м2)	Коэффициент мощности tgφсв.	Р.н.ос.(кВт)	Qр.н.ос.(кВАр)	Sp.н.ос.(кВА)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Проспект Ленина	Б2, П2	17040	10224	15	10	53	0,62	18,97	11,76	22,31
Энгельса	Б2, П2	6144	2048	15	10	53	0,62	5,97	3,70	7,02
Энтузиастов	В2, П3	3090	1030	10	6	50	0,62	1,85	1,15	2,18
Свердловский проспект	Б2, П3	4635	3090	15	10	53	0,62	5,32	3,30	6,26
Володарского	В2, П3	2472	824	10	6	50	0,62	1,48	0,92	1,75
Коммуны	В2, П3	4255	2445	10	6	50	0,62	2,86	1,77	3,37
Сони Кривой	В2, П3	4255	2445	10	6	50	0,62	2,86	1,77	3,37
ИТОГО:								39,32	24,38	46,26

Далее производим суммирование полученных расчетных значений осветительной нагрузки улиц и осветительной нагрузки внутриквартальной и сводим в Таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Суммарная нагрузка на освещение микрорайона

Тип освещения	$P_{p.ос.Σ}$ (кВт)	$Q_{p.ос.Σ}$ (кВАр)	$S_{p.ос.Σ}$ (кВА)
1	2	3	4
Наружное (уличное) освещение микрорайона	39,32	24,38	46,26
Внутриквартальное освещение микрорайона	52,72	32,68	62,03
ИТОГО:	92,03	57,06	108,29

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.

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет осветительной нагрузки улиц, проспектов находящихся на территории микрорайона, произведен расчет внутриквартального освещения. Определена суммарная мощность освещения микрорайона.

### 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

#### 3.1 Расчет и выбор трансформаторов устанавливаемых в городских ТП

При невозможности питания электроприемников первой категории от двух независимых источников допускается питание от двух близлежащих одно-трансформаторных 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 электроприёмников 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. Сравнимые варианты должны быть равнонадёжны. 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 3.1 – Зависимость мощности трансформаторов в зависимости от плотности нагрузки

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

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  $K_{з.ав.} = 1,4-1,8$ , а коэффициент загрузки в нормальном режиме  $K_{з.норм.} = 0,7-0,9$ . 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 учётом 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:

$$S_{p.max} = \sqrt{P_{p.max}^2 + Q_{p.max}^2} \quad (3.1)$$

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

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

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{p.max} = P_{p.max.зд} + P_{p.1}k_{y1} + P_{p.2}k_{y2} + \dots + P_{p.n}k_{yn} \quad (3.2)$$

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).

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Суммарная реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{p.\max} = P_{p.\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.вз}}, \quad (3.3)$$

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

Тогда средневзвешенного коэффициента мощности будет определяться по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.вз}} = \frac{Q_{p.\text{сумм}}}{P_{p.\text{сумм}}} \quad (3.4)$$

где  $P_{p.\text{сумм}}$  и  $Q_{p.\text{сумм}}$  – суммарные расчетные нагрузки объектов, кВт и кВАр.

Расчетные суммарные нагрузки объектов будут определяться по формулам:

$$P_{p.\text{сумм}} = P_{p.1} + P_{p.2} + \dots + P_{p.n}, \quad (3.5)$$

$$Q_{p.\text{сумм}} = Q_{p.1} + Q_{p.2} + \dots + Q_{p.n}, \quad (3.6)$$

где  $P_{p.n}$ ,  $Q_{p.n}$  – расчетные нагрузки объектов, кВт и кВАр.

Единичная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{P_{p.\max}}{K_{з.\text{доп.норм}} \cdot N_{\text{т.опт}}}, \quad (3.7)$$

где  $K_{з.\text{доп.норм}}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума нагрузки, зависит от категории надёжности потребителя,  $K_{з.\text{доп.норм}} = 0,7 \dots 0,8$  для второй категории;

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

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\text{т.мин}}^э = \frac{P_{p.\max}}{K_{з.\text{доп.норм}} \cdot S_{\text{эт}}} + \Delta N_{\text{т}}, \quad (3.8)$$

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

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

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

$$N_{\text{т.мин}} = \operatorname{MAX}(N_{\text{т.мин}}^э; N_{\text{т.мин}}^н). \quad (3.9)$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29



При условии  $N_{T.min}^э \leq N_{T.min}^H$  принимается  $N_{T.опт} = N_{T.min}^H$   
 Оптимальное число трансформаторов находим по формуле:

$$N_{T.опт} = N_{T.min} + m, \quad (3.10)$$

где,  $m$  - добавка до оптимального числа,  $m = f(N_{T.min}; K_{з.т.доп}; \Delta N_T)$ , 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:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_{T.опт} \cdot K_{з.доп.норм} \cdot S_{T.ном})^2 - P_{p.max}^2} \quad (3.11)$$

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p} & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.max} \\ Q_{p.max} & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.max} \end{cases} \quad (3.12)$$

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

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

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ку} = Q_{p.max} - Q_1, \quad (3.13)$$

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

$$K_{з.т.норм} = \frac{\sqrt{P_{p.max}^2 + Q_1^2}}{N_{T.опт} \cdot S_{T.ном}} \quad (3.14)$$

$$K_{з.т.п/ав} = \frac{\sqrt{P_{р.мах}^2 + Q_1^2} \cdot N_{т.вз.рез}}{N_{т.опт} \cdot (N_{т.вз.рез} - 1) \cdot S_{т.ном}} \quad (3.15)$$

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  $F_{мкр}=0,2 \text{ км}^2$  и нагрузкой, показанной в таблице 2.2:

Таблица 3.2 – Нагрузка рассматриваемого микрорайона

Тип нагрузки	Рр, кВт	Qp, кВт	Sp, кВА
1	2	3	4
Жилые здания	3908,87	1256,07	4118,64
Общественные здания	6078,06	3215,89	6902,44
Освещение микрорайона	92,03	57,06	108,29
ИТОГО:	10078,95	4529,02	11129,37

Плотность нагрузки микрорайона определяем по формуле 3.16:

$$\sigma = \frac{P_{р.мкр}}{F_{мкр}}, \quad (3.16)$$

$$\sigma = \frac{10,08}{0,44} = 23 \frac{\text{МВт}}{\text{км}^2}.$$

Согласно пункту 4.3.3 [5] при плотности нагрузки  $8 \text{ МВт/км}^2$  и более оптимальная мощность двухтрансформаторных ТП в этих районах  $2 \times 630 \text{ кВА}$ .

Определим количество ТП на микрорайон по формуле 3.17:

$$n_{ТП} = \frac{S_{р.мкр}}{n_{тр} S_{тр} K_{з.доп}}, \quad (3.17)$$

где  $S_{р.мкр}$  полная расчетная мощность микрорайона, равная  $11129,37 \text{ кВА}$ ;

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

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

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

Тогда, количество двухтрансформаторных ТП по формуле 3.17, будет равным:

$$n_{ТП} = \frac{11129,37}{2 \cdot 630 \cdot 0,7} = 12,62 \text{ ед.}$$

Округляя до ближайшего целого числа, получаем приблизительно 12 двухтрансформаторных 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.

### 3.2 Пример расчета ТП1

От рассматриваемой ТП запитаны дома с газовыми плитами с суммарным количеством квартир  $N=391$ . Для данного количества квартир согласно формулы (2.3) определяется удельное потребление на одну квартиру  $P_{уд}=0,711$  кВт/кв.

По аналогии с домами запитаны дома имеющие электрические плиты с количеством квартир  $N=92$ . Для данного количества квартир согласно формулы (2.3) определяется удельное потребление на одну квартиру  $P_{уд}=1,54$  кВт/кв.

В составе домов питающихся от ТПЗ присутствуют дома до 5 и выше 5 этажей. Для домов с повышенной этажностью характерно наличие дополнительного потребления мощности обусловленное наличие дополнительного санитарно-технического оборудования.

Также необходимо учитывать равномерное распределение между ТП микрорайона осветительной нагрузки рассчитанной ранее в разделе 2.4.

Также на территории жилых домов могут размещаться магазины и иные организации, которые потребляют мощности рассчитанные в предыдущем разделе ВКР – раздел 2.3.

Таблица 3.3 – Расчетная нагрузка с учетом и без учета коэффициента максимума

Наименование объекта	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВар	$K_u$	$P_p \cdot K_u$ , кВт	$Q_p \cdot K_u$ , кВар
1	2	3	4	5	6
1. Дома с газовыми плитами (Коммуны 133,137,135; Энтузиастов 1; Ленина 66,68)	299,10	102,69	-	-	-

Продолжение Таблицы 3.3

2. Дома с электрическими плитами (Коммуны 135а, пр. Ленина 68а)	146,65	34,72	0,90	131,99	31,25
3. Организации	95,15	54,23	0,60	57,09	32,54
4. Магазины непродовольственные	104,00	49,92	0,80	83,20	39,94
4. Магазины продовольственные	125,00	93,75	0,80	100,00	75,00
5. Гостиницы	13,80	8,56	0,80	11,04	6,84
6. Кафе	24,30	8,02	0,80	19,44	6,42
7. Поликлиника	42,00	23,94	0,50	21,00	11,97
8. Жилые дома с газ. котлами (Кордонный 2-ой переулок)	90,00	26,10	0,90	81,00	23,49
10. Внутриквартальное освещение	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34

Состав потребителей ТП1 и их коэффициентов максимума с расчетными мощностями и мощностями с учетом коэффициентов несовпадения максимумов приведены в Таблице 3.3. При проведении расчета, максимальной нагрузкой обладает дом с газовыми плитами. Тогда коэффициента учитывающие несовпадения максимумов нагрузки для дома с электрическими плитами будет равным 0,9 и для осветительной нагрузки равным 1, а для всех учреждений, магазинов и организаций – 0,8, согласно [3].

Расчетные нагрузки потребителей ТП3 без учета коэффициентов максимума равны:

Тогда по формуле (3.2) расчетная мощность ТП будет:

$$P_{p.\max} = 299,10 + 0,9 \cdot 146,65 + 0,9 \cdot 90 + 0,6 \cdot 95,15 + 0, \cdot (104 + 125 + 13,80 + 24,30 + 42) + 1 \cdot 10,23 = 814,08 \text{ кВт.}$$

Расчетные суммарные нагрузки зданий по формулам (3.5) и (3.6) будут равны:

$$P_{p.\text{сумм}} = 950,22 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.\text{сумм}} = 408,27 \text{ кВАр.}$$

Тогда средневзвешенный коэффициент реактивной мощности будет равен по формуле (3.4):

$$\text{tg } \varphi_{\text{ср.вз}} = \frac{408,27}{950,22} = 0,43.$$

Расчетная реактивная мощность приходящаяся на ТП будет равна по формуле (3.3):

$$Q_{p.\max} = 814,08 \cdot 0,43 = 349,77 \text{ кВАр.}$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Максимальная полная мощность, приходящаяся на подстанцию по формуле (3.1):

$$S_{p.\max} = \sqrt{814,08^2 + 349,77^2} = 886,04 \text{ кВА.}$$

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле (3.8):

$$N_{T.\min}^{\text{э}} = \frac{886,04}{0,8 \cdot 630} + 0,38 = 2.$$

Минимальное число трансформаторов по формуле (2.9):

$$N_{T.\min} = 2.$$

Оптимальное число трансформаторов находим по формуле (3.10):

$$N_{T.\text{опт}} = 2 + 0 = 2.$$

Единичная мощность трансформатора по формуле:

$$S_{T.\text{ном}} \geq \frac{886,04}{0,8 \cdot 2} = 553,77 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора типа ТМГ - 630/6/0,4 кВ,  $S_{T.\text{ном}} = 630$  кВА.

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 886,04^2} = 594,42 \text{ кВАр,}$$

$$Q_{1p} > Q_1,$$

$$594,42 > 349,77.$$

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

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбранные трансформаторы проверяются по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме соответственно по формулам 3.14 и 3.15:

$$K_{з.т.норм} = \frac{\sqrt{814,08^2 + 349,77^2}}{2 \cdot 630} = 0,70$$

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:

$$K_{з.т.п/ав} = \frac{\sqrt{814,08^2 + 349,77^2} \cdot 2}{2 \cdot (2 - 1) \cdot 630} = 1,41.$$

Выбранные трансформаторы ТП 1 удовлетворяют условиям проверки на аварийную перегрузку. Выбор и расчет мощности трансформаторов других ТП аналогичен. Расчеты сведены в таблицы 3.4-3.12. Выбор трансформаторов устанавливаемых в городских ТП проводим в таблице 3.13

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Таблица 3.4 - Расчет электрической нагрузки на ТП1

Наименование объекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2, кВт/место).	Суммарная мощность лифтов	Суммарная мощность санитарно-технических устройств	Кс.л.	Кс.с.	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	Рл., кВт	Qл., кВар	Рр.с.гу, кВт	Qр.с.гу, кВар	Рр, кВт	Qр, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tg ср.взв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с газовыми плитами (Коммуны 133,137,135; Энтузиастов 1; Ленина 66,68)	397	-	-	0,711	11,00	11,00	0,80	0,90	0,29	1,17	0,75	8,80	10,30	9,90	7,43	299,10	102,69	-	-	-	
2. Дома с электрическими плитами (Коммуны 135а, пр. Ленина 68а)	92	-	-	1,540	5,50	1,25	0,80	0,90	0,20	1,17	0,75	4,40	5,15	1,13	0,84	146,65	34,72	0,90	131,99	31,25	
3. Организации	-	1762	-	0,054	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	95,15	54,23	0,60	57,09	32,54	
4.Магазины непродовольственные	-	650	-	0,160	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-	-	-	104,00	49,92	0,80	83,20	39,94	
4.Магазины продовольственные	-	500	-	0,250					0,75							125,00	93,75	0,80	100,00	75,00	
5. Гостиницы	-	30	-	0,460	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	13,80	8,56	0,80	11,04	6,84	
6.Кафе	-	-	30	0,810	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	24,30	8,02	0,80	19,44	6,42	
7. Поликлиника	-	300	-	0,140	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	42,00	23,94	0,50	21,00	11,97	
8.Жилые дома с газ. котлами (Кордонный 2-ой переулок)	6	-	-	15,000	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	90,00	26,10	0,90	81,00	23,49	
10. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34	
Итого:																950,22	408,27				0,43
Итого ТП:																814,08	349,77				
																Полная расчетная мощность ТП				886,04	
																Коэффициент загрузки ТП (2х630 кВА)				0,70	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 3.5 - Расчет электрической нагрузки на ТП2

Наименование объекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2, кВт/место).	Суммарная мощность лифтов	Суммарная мощность санитарно-технических устройств	Кс.л.	Кс.с.	tg φ, квартира(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	Рл., кВт	Qл., кВар	Рр.ст.у, кВт	Qр.ст.у, кВар	Рр, кВт	Qр, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tg ср.взв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с газовыми плитами (Коммуны 129, Энгельса 26,26а)	321	-	-	0,734	38,50	11,40	0,80	0,90	0,29	1,17	0,75	30,80	36,04	10,26	7,70	272,57	118,40	-	-	-	
2. Организации	-	6232	-	0,054	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	336,53	191,82	0,60	201,92	115,09	
3. Университет	-	200	-	0,170	-	-	-	-	0,43	-	-	-	-	-	-	34,00	14,62	0,80	27,20	11,70	
4. Ателье		300		0,075					0,33							22,50	7,43	0,80	18,00	5,94	
5. Кафе и рестораны	-	-	150	0,810	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	121,50	40,10	0,80	97,20	32,08	
6. Жилые дома с газ. котлами (Кордонный 3-ий переулок)	1	-	-	15,000	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	15,00	4,35	0,90	13,50	3,92	
7. Магазины непродовольственные		1780		0,160					0,48							284,80	136,70	0,80	227,84	109,36	
8. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34	
Итого:																1097,12	519,76				0,47
Итого ТП:																868,45	411,43				
																Полная расчетная мощность ТП				960,98	
																Коэффициент загрузки ТП (2х630 кВА)				0,76	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------



Таблица 3.6 - Расчет электрической нагрузки на ТПЗ

Наименование объекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2, кВт/место).	Суммарная мощность лифтов	Суммарная мощность санитарно-технических устройств	Кс.л.	Кс.с.	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	Рл, кВт	Qл, кВар	Рр.ту, кВт	Qр.ту, кВар	Рр, кВт	Qр, кВар	Ку	Рр.Ку, кВт	Qр.Ку, кВт	tg ср.взв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с газовыми плитами (Коммуны 125,127; Энгельса 61,63,65)	323	-	-	0,733	5,50	5,50	0,80	0,90	0,29	1,17	0,75	4,40	5,15	4,95	3,71	245,17	79,07	-	-	-	
2. Дома с электрическими плитами (Энгельса 61а)	15	-	-	2,800					0,20							42,00	8,40	0,90	37,80	7,56	
3. Организации	-	2810	-	0,054	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	151,74	86,49	0,60	91,04	51,90	
4.Поликлиника (стоматология)	-	110	-	0,170	-	-	-	-	0,43	-	-	-	-	-	-	18,70	8,04	0,50	9,35	4,02	
5. Медучереждение	-	300	35	0,170	-	-	-	-	0,38	-	-	-	-	-	-	51,00	19,38	0,80	40,80	15,50	
6. Библиотека	-	100	-	0,140	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	14,00	7,98	0,80	11,20	6,38	
7.Кафе	-	-	10	0,160	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	1,60	0,53	0,80	1,28	0,42	
8.Магазины продовольственные	-	500	-	0,250	-	-	-	-	0,75	-	-					125,00	93,75	0,80	100,00	75,00	
9.Магазины непродовольственные	-	420	-	0,160	-	-	-	-	0,48	-	-					67,20	32,26	0,80	53,76	25,80	
10. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34	
Итого:																726,64	342,24				0,47
Итого ТП:																562,83	265,09				
															Полная расчетная мощность ТП					622,14	
															Коэффициент загрузки ТП (2х630 кВА)					0,49	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 3.7 - Расчет электрической нагрузки на ТП4

Наименование объекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2, кВт/место).	Суммарная мощность лифтов	Суммарная мощность санитарно-технических устройств	Кс.л.	Кс.с.	tg φ, квартира(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	Рл., кВт	Qл., кВар	Рр.с.гу, кВт	Qр.с.гу, кВар	Рр, кВт	Qр, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tg ср.взв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с газовыми плитами (Коммуны 115; Володарского 28,30,32; пр. Ленина 64)	433	-	-	0,717	5,50	5,50	0,80	0,90	0,29	1,17	0,75	4,40	5,15	4,95	3,71	318,88	100,45	-	-	-	
2. Дома с электрическими плитами (пр. Ленина 64а)	77	-	-	1,615	5,50	1,25	0,80	0,90	0,20	1,17	0,75	4,40	5,15	1,13	0,84	129,33	31,26	0,90	116,39	28,13	
3. Организации	-	2480	-	0,054	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	133,92	76,33	0,60	80,35	45,80	
4.Поликлиника (стоматология)	-	100	-	0,170	-	-	-	-	0,43	-	-	-	-	-	-	17,00	7,31	0,50	8,50	3,66	
5. Парикмахерская	-	-	6	1,500	-	-	-	-	0,25	-	-	-	-	-	-	9,00	2,25	0,80	7,20	1,80	
6. Школа	-	-	500	0,460	-	-	-	-	0,25	-	-	-	-	-	-	230,00	57,50	0,80	184,00	46,00	
7.Кафе и ресторан	-	-	40	0,160	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	6,40	2,11	0,80	5,12	1,69	
8.Магазины продовольственные	-	545	-	0,170	-	-	-	-	0,38	-	-	-	-	-	-	92,65	35,21	0,80	74,12	28,17	
9.Магазины непродовольственные и аптеки	-	180	-	0,160	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-	-	-	28,80	13,82	0,80	23,04	11,06	
10. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34	
Итого:																976,20	332,58				0,34
Итого ТП:																827,83	282,04				
																Полная расчетная мощность ТП				874,55	
																Коэффициент загрузки ТП (2х630 кВА)				0,69	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 3.8 - Расчет электрической нагрузки на ТП5

Наименование объекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м <sup>2</sup>	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м <sup>2</sup> ,кВт/место).	Суммарная мощность лифтов	Суммарная мощность санитарно-технических устройств	Кс.л.	Кс.с.	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	Р <sub>л.</sub> , кВт	Q <sub>л.</sub> , кВар	Р <sub>р.ст.</sub> , кВт	Q <sub>р.ст.</sub> , кВар	Р <sub>р.</sub> , кВт	Q <sub>р.</sub> , кВар	К <sub>у</sub>	Р <sub>р.Ку</sub> , кВт	Q <sub>р.Ку</sub> , кВт	tg ср.взв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с электрическими плитами (Свердловский пр.62)	58	-	-	1,730	-	-	-	-	0,20	-	-	-	-	-	-	100,34	20,07	-	-	-	
2. Организации	-	27865	-	0,054	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	1504,71	857,68	0,60	902,83	514,61	
3. Ателье	-	300	-	0,075	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	22,50	7,43	0,80	18,00	5,94	
4.Кафе	-	-	10	0,160	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	1,60	0,53	0,80	1,28	0,42	
5.Магазины непродовольственные	-	377	-	0,160	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-	-	-	60,32	28,95	0,80	48,26	23,16	
6.Магазины продовольственные	-	150	-	0,250	-	-	-	-	0,75	-	-	-	-	-	-	37,50	28,13	0,80	30,00	22,50	
7. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34	
Итого:																1737,20	949,12				0,55
Итого ТП:																1110,93	606,96				
															Полная расчетная мощность ТП					1265,92	
															Коэффициент загрузки ТП (2х1000 кВА)					0,63	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 3.9 - Расчет электрической нагрузки на ТП6

Наименование объекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2, кВт/место).	Суммарная мощность лифтов	Суммарная мощность санитарно-технических устройств	Кс.л.	Кс.с.	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	Рл, кВт	Qл, кВар	Рр.ст, кВт	Qр.ст, кВар	Рр, кВт	Qр, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tg ср.взв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с электрическими плитами (пр. Ленина 77; Энтузиасов 7; Сони Кривой 50)	233	-	-	0,760	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	177,08	51,35	-	-	-	
2. Дома с электрическими плитами (Сони Кривой 50а)	80	-	-	1,600	5,50	4,00	0,80	0,90	0,20	1,17	0,75	4,40	5,15	3,60	2,70	135,20	34,10	0,90	121,68	30,69	
3. Организации	-	2180	-	0,054	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	117,72	67,10	0,60	70,63	40,26	
4. Детсад	-	-	100	0,460					0,25							46,00	11,50	0,80	36,80	9,20	
5.Кафе	-	-	40	0,160	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	6,40	2,11	0,80	5,12	1,69	
6. Аптеки и магазины непродовольственные	-	1030	-	0,160	-	-	-	-	0,48	-	-					164,80	79,10	0,80	131,84	63,28	
7.Университет	-	-	2000	0,170	-	-	-	-	0,43	-	-	-	-	-	-	340,00	146,20	0,80	272,00	116,96	
5.Магазины продовольственные	-	420	-	0,250	-	-	-	-	0,75	-	-					105,00	78,75	0,80	84,00	63,00	
6. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34	
Итого:																1102,43	476,56				0,43
Итого ТП:																909,38	393,11				
																Полная расчетная мощность ТП				990,71	
																Коэффициент загрузки ТП (2х630 кВА)				0,79	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 3.10 - Расчет электрической нагрузки на ТП7

Наименование объекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2, кВт/место).	Суммарная мощность лифтов	Суммарная мощность санитарно-технических устройств	Кс.л.	Кс.с.	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	Рл, кВт	Qл, кВар	Рр.ст, кВт	Qр.ст, кВар	Рр, кВт	Qр, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tg ср.взв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с газовыми плитами (Энгельса 32; Сони Кривой 46)	138	-	-	0,819	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	113,02	32,78	-	-	-	
2. Дома с электрическими плитами (пр. Ленина 73, Энгельса 32а)	235	-	-	1,414	5,50	6,00	0,80	0,90	0,20	1,17	0,75	4,40	5,15	5,40	4,05	341,11	76,50	0,90	307,00	68,85	
3. Организации	-	833	-	0,054	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	44,98	25,64	0,60	26,99	15,38	
5.Кафе	-	-	10	0,160	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	1,60	0,53	0,80	1,28	0,42	
6. Аптеки и магазины непродовольственные	-	1250	-	0,160	-	-	-	-	0,48	-	-					200,00	96,00	0,80	160,00	76,80	
5.Магазины продовольственные	-	240	-	0,250	-	-	-	-	0,75	-	-					60,00	45,00	0,80	48,00	36,00	
6. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34	
Итого:																770,94	282,78				0,37
Итого ТП:																666,52	244,48				
																Полная расчетная мощность ТП				709,94	
																Коэффициент загрузки ТП (2х630 кВА)				0,56	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 3.11 - Расчет электрической нагрузки на ТП8

Наименование объекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2, кВт/место).	Суммарная мощность лифтов	Суммарная мощность санитарно-технических устройств	Кс.л.	Кс.с.	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	Рл., кВт	Qл., кВар	Рр.ст., кВт	Qр.ст., кВар	Рр., кВт	Qр., кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tg ср.взв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с газовыми плитами (Энгельса 71,69,69а,69б; Ленина 71,71а; Сони Кривой 42)	540	-	-	0,713	60,50	9,20	0,80	0,90	0,29	1,17	0,75	48,40	56,63	8,28	6,21	436,03	183,00	-	-	-	
2. Организации	-	1290	-	0,054	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	69,66	39,71	0,60	41,80	23,82	
3. Кафе	-	-	10	0,160	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	1,60	0,53	0,80	1,28	0,42	
4. Ателье	-	100	-	0,075	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	7,50	2,48	0,80	6,00	1,98	
5. Аптеки и магазины непродовольственные	-	300	-	0,160	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-	-	-	48,00	23,04	0,80	38,40	18,43	
6. Детсад	-	-	100	0,460	-	-	-	-	0,25	-	-	-	-	-	-	46,00	11,50	0,80	36,80	9,20	
7. Лицей	-	-	600	0,460	-	-	-	-	0,25	-	-	-	-	-	-	276,00	69,00	0,80	220,80	55,20	
7. Парикмахерская	-	-	14	1,500	-	-	-	-	0,25	-	-	-	-	-	-	21,00	5,25	0,80	16,80	4,20	
8. Магазины продовольственные	-	240	-	0,250	-	-	-	-	0,75	-	-	-	-	-	-	60,00	45,00	0,80	48,00	36,00	
9. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34	
Итого:																976,02	385,84				0,40
Итого ТП:																856,13	338,45				
																Полная расчетная мощность ТП		920,60			
																Коэффициент загрузки ТП (2х630 кВА)		0,73			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 3.12 - Расчет электрической нагрузки на ТП9

Наименование объекта	Кол-во квартир, шт.	Площадь торгового зала (помещения), м2	Число мест, шт.	Руд., (кВт/кв, кВт/м2, кВт/место).	Суммарная мощность лифтов	Суммарная мощность санитарно-технических устройств	Кс.л.	Кс.с.	tg φ, квартир(общ. зд., освещение)	tg φ, лифтов	tg φ, сантехн.	Рл, кВт	Qл, кВар	Рр.ст, кВт	Qр.ст, кВар	Рр, кВт	Qр, кВар	Ку	Рр·Ку, кВт	Qр·Ку, кВт	tg ср.взв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1. Дома с газовыми плитами (Володарского 50,52; Сони Кривой 36,38)	251	-	-	0,725	-	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-	181,98	52,77	-	-	-	
2. Дома с электрическими плитами (Володарского 50а,52а)	47	-	-	1,450	11,00	2,35	0,80	0,90	0,20	1,17	0,75	8,80	10,30	2,12	1,59	77,97	26,29	0,90	70,18	23,66	
2. Организации	-	7140	-	0,054	-	-	-	-	0,57	-	-	-	-	-	-	385,56	219,77	0,60	231,34	131,86	
7. Университет	-	-	2400	0,170	-	-	-	-	0,43	-	-	-	-	-	-	408,00	175,44	0,80	326,40	140,35	
3. Кафе	-	-	10	0,160	-	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-	1,60	0,53	0,80	1,28	0,42	
5. Магазины непродовольственные	-	30	-	0,160	-	-	-	-	0,48	-	-	-	-	-	-	4,80	2,30	0,80	3,84	1,84	
7. Парикмахерская	-	-	10	1,500	-	-	-	-	0,25	-	-	-	-	-	-	15,00	3,75	0,80	12,00	3,00	
8. Магазины продовольственные	-	780	-	0,250	-	-	-	-	0,75	-	-	-	-	-	-	195,00	146,25	0,80	156,00	117,00	
9. Внутриквартальное освещение	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-	-	10,23	6,34	1,00	10,23	6,34	
Итого:																1280,13	633,44				0,49
Итого ТП:																923,06	456,75				
																Полная расчетная мощность ТП				1029,88	
																Коэффициент загрузки ТП (2х630 кВА)				0,82	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 3.13 - Расчет и выбор трансформаторов устанавливаемых на ТП микрорайона

№ ТП	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВАр	N <sup>н</sup> <sub>т.мин</sub>	S <sub>т</sub>	тип тр-ра	K <sub>з.доп.норм</sub>	N <sup>н</sup> <sub>т.мин</sub>	ΔN <sub>т</sub>	m	N <sub>т.опт</sub>	S <sub>т.ном</sub>	Q <sub>1p</sub>	Q <sub>1</sub>	Q <sub>кз</sub>	K <sub>з.т.норм</sub>	K <sub>з.т.п/ав</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	814,08	349,77	2	630	ТМГ	0,80	2,00	0,38	0,00	2	630	594,42	349,77	0,00	0,70	1,41
2	868,45	411,43	2	630	ТМГ	0,80	2,00	0,28	0,00	2	630	511,72	411,43	0,00	0,76	1,53
3	562,83	265,09	2	630	ТМГ	0,80	2,00	0,88	0,00	2	630	836,23	265,09	0,00	0,49	0,99
4	827,83	282,04	2	630	ТМГ	0,80	2,00	0,36	0,00	2	630	575,12	282,04	0,00	0,69	1,39
5	1110,93	606,96	2	630	ТМГ	0,80	3,00	0,80	0,00	2	1000	1151,45	606,96	0,00	0,63	1,27
6	909,38	393,11	2	630	ТМГ	0,80	2,00	0,20	0,00	2	630	434,85	393,11	0,00	0,79	1,57
7	666,52	244,48	2	630	ТМГ	0,80	1,59	0,27	1,00	2	630	756,19	244,48	0,00	0,56	1,13
8	856,13	338,45	2	630	ТМГ	0,80	2,69	0,99	0,00	2	1000	1351,68	338,45	0,00	0,46	0,92
9	923,06	456,75	2	630	ТМГ	0,80	2,20	0,37	0,00	2	1000	1306,89	456,75	0,00	0,51	1,03

при превышении K<sub>з.т.п/ав</sub> более 1,4 необходимо снять с трансформаторов часть нагрузки

### 3.3 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:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з.т.норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (2.18)$$

где n – число ТП в районе;

$\Delta P_{xx}$  – 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:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{т.ном}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{з.т.норм}^2 \cdot U_{кз}), \quad (2.19)$$

где  $I_{xx}$  – 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 2.18 и 2.19 соответственно:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (1,05 + 0,70^2 \cdot 7,9) = 9,91 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 630}{100} \cdot (1,8 + 0,70^2 \cdot 5,5) = 56,95 \text{ кВАр}.$$

Аналогично определяем потери во всех трансформаторах устанавливаемых на ТП1-ТП9 полученные данные сводим в таблицу 3.14:

Таблица 3.14 - Потери в трансформаторах городских ТП

№ п/ст	Тип тр-ра	Sном,кВА	N <sub>т.опт</sub>	K <sub>зт норм.</sub>	ΔP <sub>xx</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>xx</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>тр</sub> , кВт	ΔQ <sub>тр</sub> , кВАр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТМГ	630	2	0,70	1,1	7,9	1,80	5,50	9,91	56,95
2	ТМГ	630	2	0,76	1,1	7,9	1,80	5,50	11,29	62,99
3	ТМГ	630	2	0,49	1,1	7,9	1,80	5,50	5,95	39,58
4	ТМГ	630	2	0,69	1,1	7,9	1,80	5,50	9,71	56,07

продолжение Таблицы 3.14

5	ТМГ	1000	2	0,63	1,6	10,8	1,20	5,50	11,75	68,07
6	ТМГ	630	2	0,79	1,1	7,9	1,80	5,50	11,87	65,52
7	ТМГ	630	2	0,56	1,1	7,9	1,80	5,50	7,12	44,68
8	ТМГ	1000	2	0,46	1,6	10,8	1,20	5,50	7,68	47,31
9	ТМГ	1000	2	0,51	1,6	10,8	1,20	5,50	8,83	53,17
ИТОГО:									84,1	494,3

### 3.4 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 графо-аналитическим методом по следующим формулам:

$$X_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{p\Sigma i} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{p\Sigma i}}, \quad (3.20)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{p\Sigma i} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{p\Sigma i}}, \quad (3.21)$$

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

$P_{p\Sigma i}$  – суммарная расчётная мощность здания, кВт.

Определим символические центры электрических нагрузок для ТП1.

Так дом располагающийся по адресу ул. Коммуны 133 имеет координаты физического центра в масштабе на карте:  $x=299,99$  мм,  $y=713,29$  мм. Дом по адресу ул. Коммуны 135 имеет координаты центра:  $x=241,18$  мм,  $y=712,51$  мм. Расчетные нагрузки этих зданий приводились в предыдущих разделах КП и сведены в таблицы 1.1 и 1.2. Символические центры других домов приводим в таблице ниже.

Тогда координаты электрического центра нагрузок этой ТП будут определены по формулам 3.20 и 3.21 соответственно:

$$X_{ц} = \frac{43,51 \cdot 299,99 + \dots + 111,56 \cdot 262,12}{43,51 + \dots + 111,56} = 264,43 \text{ мм.}$$

$$Y_{ц} = \frac{43,51 \cdot 713,29 + \dots + 111,56 \cdot 637,41}{43,51 + \dots + 111,56} = 608,49 \text{ мм.}$$

Координаты других ТП определяются аналогично. Результаты расчетов заносим в таблицы 3.15-3.23:

Таблица 3.15 - Центр электрической нагрузки ТП1

Номер дома, название общественного здания	$P_{p\Sigma i}$ , кВт	координаты эл. нагрузки	
		X, мм	Y, мм
1	2	3	4
ул.Коммуны 133	43,51	299,99	713,29
ул.Коммуны 135	61,25	241,18	712,51
ул.Коммуны 135а	61,25	275,84	673,46
ул.Коммуны 137	116,73	182,45	711,19
2-ой кордонный переулок 1	15,00	326,05	652,38
2-ой кордонный переулок 2	15,00	299,39	651,05
2-ой кордонный переулок 3	15,00	326,67	625,49
2-ой кордонный переулок 4	15,00	299,89	624,38
2-ой кордонный переулок 5	15,00	327,27	596,41
2-ой кордонный переулок 6	15,00	300,40	595,49
Энтузиастов 1	93,22	169,69	606,38
Проспект Ленина 66	296,13	328,34	542,64
Проспект Ленина 68	179,83	233,94	542,64
Проспект Ленина 68а	111,56	262,12	637,41

Координаты центра ТП:	1053,48	264,43	608,49
-----------------------	---------	--------	--------

Таблица 3.16- Центр электрической нагрузки ТП2

Номер дома, название общественного здания	Р <sub>р</sub> ∑i, кВт	координаты эл. нагрузки	
		X, мм	Y, мм
1	2	3	4
ул.Коммуны 131	256,86	378,18	692,49
ул.Коммуны 129	38,68	461,15	716,69
ул.Коммуны 129а	15,88	417,49	705,98
3-ий Кордонный переулок 4	15,00	389,28	623,43
3-ий Кордонный переулок 6	13,93	381,60	600,58
Энгельса 26	107,00	482,66	629,97
Энгельса 26а	200,02	395,79	652,97
Энгельса 28	100,64	421,86	544,84
Проспект Ленина 66а	121,50	470,39	538,87
Проспект Ленина 66а ст1	268,80	475,29	562,33
Координаты центра ТП:	1138,31	431,29	618,46

Таблица 3.17 - Центр электрической нагрузки ТП3

Номер дома, название общественного здания	Р <sub>р</sub> ∑i, кВт	координаты эл. нагрузки	
		X, мм	Y, мм
1	2	3	4
ул.Коммуны 125	73,72	679,02	718,34
ул.Коммуны 127	118,48	573,49	722,08
Энгельса 61	79,51	545,87	640,37
Энгельса 61а	58,20	585,81	619,44
Энгельса 63	117,97	545,09	568,89
Энгельса 65	218,65	591,59	556,95
Клары Цеткин 58	63,61	624,75	648,02
Клары Цеткин 58к1	5,95	630,66	686,34
Координаты центра ТП:	736,09	587,77	624,47

Таблица 3.18 - Центр электрической нагрузки ТП4

Номер дома, название общественного здания	Р <sub>р</sub> ∑i, кВт	координаты эл. нагрузки	
		X, мм	Y, мм
1	2	3	4

ул.Коммуны 115	84,49	766,82	725,89
ул.Коммуны 115а	85,00	769,69	645,32
Володарского 28	129,65	823,84	701,94
Володарского 30	114,32	825,11	599,65
Володарского 32	151,94	781,65	561,45
Проспект Ленина 64	188,18	686,57	557,54
Проспект Ленина 64а	124,36	713,21	650,38
Координаты центра ТП:	877,94	760,88	622,87

Таблица 3.19 - Центр электрической нагрузки ТП5

Номер дома, название общественного здания	$P_p \sum i$ , кВт	координаты эл. нагрузки	
		X, мм	Y, мм
1	2	3	4
Свердловский проспект 60	586,64	882,72	673,19
Свердловский проспект 60а	120,96	935,83	668,81
Свердловский проспект 62	65,78	977,83	672,06
Свердловский проспект 62а	50,22	968,43	622,42
Свердловский проспект 64	62,37	947,93	581,67
Ленина проспект 64д	700,54	965,21	528,18

продолжение Таблицы 3.19

Ленина проспект 64д/1	1,44	938,94	528,18
Ленина проспект 64д/2	7,68	963,86	512,11
Володарского 23а	37,50	869,71	609,77
Координаты центра ТП:	1633,13	931,13	603,22

Таблица 3.20 - Центр электрической нагрузки ТП6

Номер дома, название общественного здания	$P_p \sum i$ , кВт	координаты эл. нагрузки	
		X, мм	Y, мм
1	2	3	4
пр. Ленина 77	350,56	221,17	409,1
пр. Ленина 75	255,00	334,08	395,83
пр. Ленина 75а	19,44	285,72	339,25
Энтузиастов 7	172,07	181,29	287,49
ул. Сони Кривой 48	85,00	337,45	246,01
ул. Сони Кривой 50	111,92	229,69	234,58
ул. Сони Кривой 50а	167,76	184,86	238,65
Координаты центра ТП:	1161,75	245,21	333,65

Таблица 3.21 - Центр электрической нагрузки ТП7

Номер дома, название общественного здания	Р <sub>p</sub> ∑i, кВт	координаты эл. нагрузки	
		Х, мм	У, мм
1	2	3	4
пр. Ленина 73	294,29	468,99	415,91
пр. Ленина 73а	12,15	415,67	415,73
ул. Энгельса 32	145,92	496,49	296,37
ул. Энгельса 32а	186,00	440,94	299,72
ул. Сони Кривой 46/1	5,83	415,36	269,72
ул. Сони Кривой 46	163,42	448,54	238,25
Координаты центра ТП:	807,61	462,17	330,54

Таблица 3.22 - Центр электрической нагрузки ТП8

Номер дома, название общественного здания	Р <sub>p</sub> ∑i, кВт	координаты эл. нагрузки	
		Х, мм	У, мм
1	2	3	4
ул. Энгельса 71	66,97	557,55	266,55
ул. Энгельса 69	118,33	553,91	336,9

продолжение Таблицы 3.22

ул. Энгельса 69а	85,00	642,45	338,39
ул. Энгельса 69б	64,44	643,91	286,41
пр. Ленина 71	435,72	693,95	415,16
пр. Ленина 71а	122,11	583,85	418,44
пр. Ленина 71а/1	12,50	565,49	439,39
ул. Сони Кривой 40	102,00	715,56	297,98
ул. Сони Кривой 42	130,57	613,85	244,49
ул. Сони Кривой 42/1	7,50	556,88	239,32
Координаты центра ТП:	1145,13	643,62	355,00

Таблица 3.23 - Центр электрической нагрузки ТП9

Номер дома, название общественного здания	Р <sub>p</sub> ∑i, кВт	координаты эл. нагрузки	
		Х, мм	У, мм
1	2	3	4
ул. Володарского 50	93,16	759,42	333,03
ул. Володарского 52	96,48	839,27	330,89
ул. Сони Кривой 36	44,17	841,20	260,51
ул. Сони Кривой 38	111,88	782,04	248,61

ул. Володарского 50а	94,55	776,35	291,83
ул. Володарского 52а	70,86	837,67	382,06
пр. Ленина 69	255,00	894,65	376,45
пр. Ленина 69/1	12,15	877,82	426,07
пр. Ленина 69/2	8,10	920,62	436,01
пр. Ленина 69/3	9,00	956,48	437,13
пр. Ленина 69/4	6,00	988,16	440,96
Свердловский пр. 72	252,72	989,03	380,52
Свердловский пр. 74	68,00	989,03	321,04
ул. Сони Кривой 34	85,00	943,12	272,43
Свердловский пр. 72/1	12,90	999,59	383,45
Свердловский пр. 72/2	10,00	1000,18	360,51
Координаты центра ТП:	1229,96	884,20	339,14

#### 2.4 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 3.22 3.25 соответственно:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{р.ТП.i}}{\pi \cdot m}} \quad (2.22)$$

$$\alpha_{р.ужд.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.жд.i}}{P_{р.ТП.i}} \quad (2.23)$$

$$\alpha_{р.общ.зд.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.общ.зд.i}}{P_{р.ТП.i}} \quad (2.24)$$

$$\alpha_{р.осв.i} = 360 \cdot \frac{P_{р.осв.i}}{P_{р.ТП.i}} \quad (2.25)$$

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<sup>2</sup>, определяемого по формуле 3.26:

$$m = \frac{P_{\min.p}}{\pi \cdot R_{\min}^2} \quad (3.26)$$

где,  $P_{\min.p}$  – минимальная расчетная активная мощность ТП;

$R_{\min}$  – минимальный принимаемый радиус,  $R_{\min} = 10$  мм.

Тогда минимальный масштаб площади по формуле 3.26 равен:

$$m = \frac{562,83}{3,14 \cdot 10^2} = 1,79 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Радиус окружности для ТП 1 по формуле 2.22 равен:

$$R_{ТП1} = \sqrt{\frac{814,08}{3,14 \cdot 1,14}} = 12,03 \text{ мм.}$$

Углы секторов для каждого типа нагрузки определяются по формулам 3.23 3.25 соответственно:

$$\alpha_{р.жд.i} = 360 \cdot \frac{431,08}{814,08} = 190,63$$

$$\alpha_{р.общ.зд.i} = 360 \cdot \frac{372,77}{814,08} = 164,84$$

$$\alpha_{р.осв.i} = 360 \cdot \frac{10,23}{814,08} = 4,52$$

Расчет для остальных ТП аналогичен, все расчеты сводим в Таблицу 3.24

Таблица 3.24 - Картограмма нагрузок для рассматриваемых ТП

№ ТП	Рр.ΣТП, кВт	Рр. ужд., кВт	Рр. общ.зд, кВт	Рр. осв., кВт	X, мм	Y, мм	m	R, мм	ар. ужд.	ар. общ.зд.	ар. осв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	814,08	431,08	372,77	10,23	264,43	608,49	1,79	12,03	190,63	164,84	4,52
2	868,45	272,57	585,66	10,23	431,29	618,46	1,79	12,42	112,99	242,77	4,24
3	562,83	282,97	307,43	10,23	587,77	624,47	1,79	10,00	181,00	196,64	6,54
4	827,83	435,27	382,33	10,23	760,88	622,87	1,79	12,13	189,29	166,27	4,45
5	1110,93	100,34	1000,36	10,23	931,13	603,22	1,79	14,05	32,52	324,17	3,31
6	909,38	298,76	600,39	10,23	245,21	333,65	1,79	12,71	118,27	237,68	4,05
7	666,52	420,02	236,27	10,23	462,17	330,54	1,79	10,88	226,86	127,61	5,52
8	856,13	436,03	409,88	10,23	643,62	355,00	1,79	12,33	183,35	172,35	4,30
9	923,06	252,15	730,86	10,23	884,20	339,14	1,79	12,81	98,34	285,04	3,99

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет и выбор трансформаторных подстанций участвующих в электроснабжении жилого фонда микрорайона. Произведен расчет центров их размещения на плане. Рассчитаны потери для выбранных трансформаторов



## 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 4.1 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 «Западная» имеют низшее напряжение 6 кВ. Предполагаем, что в ближайшее время, будет произведена модернизация этой ПС. Поэтому будем прокладывать кабели на 10 кВ, что позволит нам осуществить запас по току на перспективу роста нагрузок.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

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 улице могут быть трамвайные пути, то можно предположить, что блуждающие токи присутствуют в грунте, тогда для прокладки в траншее выбираем кабели типа АПвЭБП кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, имеющий алюминиевые жилы, экранированный, с броней из стальных оцинкованных лент, с наружной оболочкой из полиэтилена или сополимера полиэтилена.

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 4.1 и 4.2.

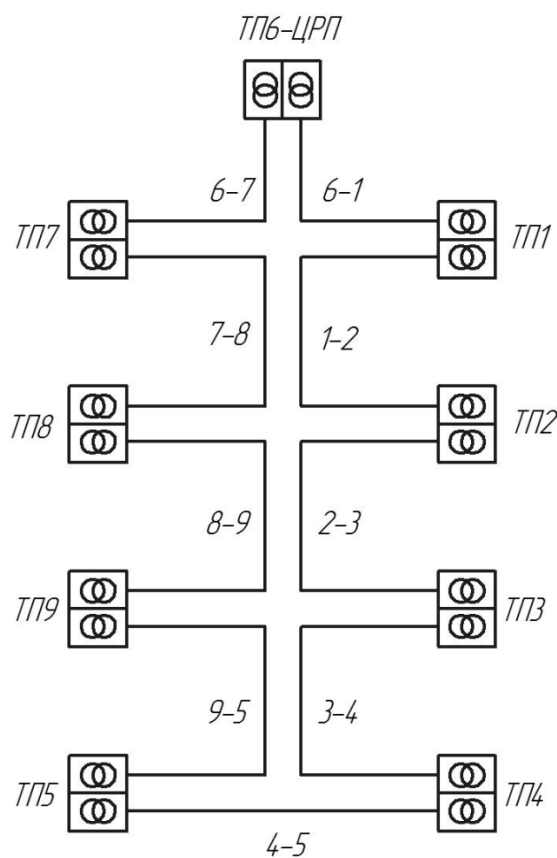


Рисунок 4.1 – Кольцевая схема электроснабжения микрорайона

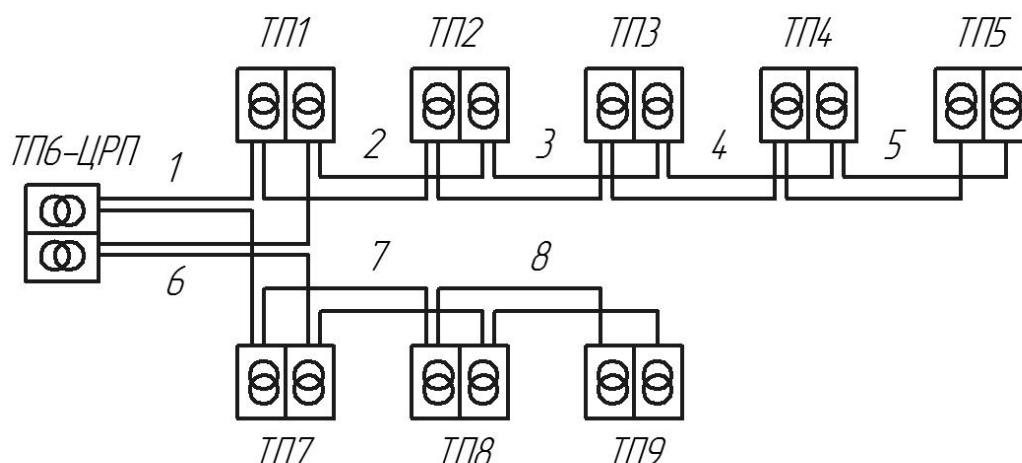


Рисунок 4.2 – Двухлучевая схема электроснабжения микрорайона

#### 4.2 Расчет двухлучевой схемы

При расчете схем сети 6 кВ необходимо учесть что принята в качестве ЦРП – центрального распределительного пункта подстанция ТП6 вследствие ближайшего места положения к подстанции Западная.

При расчете двухлучевой схемы, разделим на два основных участка питание трансформаторных подстанций. В состав одного участка будут входить распределение мощности по участкам 1-5 то есть между ТП6-ЦРП и подстанциями ТП1-ТП5. В состав второго участка будет входить распределение мощности по участкам 6-8 между ТП6-ЦРП и подстанциями ТП7-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 4.1. Далее необходимо рассчитать величины токов в нормальном и аварийном 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 АПвЭБП. Это кабель с алюминиевой жилой, с бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке и поливинилхлоридном шланге.

Сечение кабелей напряжением 6 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 4.1 - Расчет участков двухлучевой схемы

Пункты приема	ТП6-ТП1	ТП1-ТП2	ТП2-ТП3	ТП3-ТП4	ТП4-ТП5	ТП6-ТП7	ТП7-ТП8	ТП8-ТП9	-
Длины участков, км	0,473	0,274	0,164	0,175	0,164	0,356	0,183	0,379	-
Подстанция	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6	ТП7	ТП8	ТП9
SpТП, кВА	886,04	960,98	622,14	874,55	1265,92	990,71	709,94	920,60	1029,88
Номер участка схемы	1	2	3	4	5	6	7	8	-
Мощность участков, кВА	4609,63	3723,59	2762,61	2140,48	1265,92	2660,43	1950,49	1029,88	-

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n}, \quad (4.1)$$

где  $S_{p.k}$  – 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:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p.k}}{j_{\text{э}}}, \quad (4.2)$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Для жилых комплексов  $T_m = 5300$  ч/год и согласно [8 табл.1.3.36] экономическая плотность тока  $j_{\text{э}} = 1,2$  А/мм<sup>2</sup>

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп.таб.}} > \frac{I_{p.k.}}{n_k} \quad (4.3)$$

где  $k_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

$k_{\text{т}}$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

$n_k$  – число параллельных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.10.2019.112 ПЗ ВКР				

$$I_{ав} = k_{ав} \cdot I_{доп} > \frac{I_{ав}}{n_k} = \frac{2I_{р.к.}}{n_k}, \quad (4.4)$$

где  $k_{ав}$  – коэффициент перегрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп.} = 5\%, \quad (4.5)$$

где  $P_p, Q_p$  – 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:

$$\Delta W = 3I_{р.к.}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot n_k \cdot \tau, \quad (4.6)$$

где  $\tau$  число часов максимальных потерь, определяемое по формуле 3.11.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{им.а}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \quad (4.7)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5300}{10}\right)^2 \cdot 8760 = 3747 \text{ ч.}$$

Расчет двухлучевой схемы сводим в Таблицу 4.2

Таблица 4.2 - Предварительный расчет кабельных линий в двухлучевой схеме

Номер участка	Sp, кВА	Fэ, мм	Fприн.	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		Iдоп.габ., А	Кл, о.е.	Кг, о.е.	Iдоп, А	Кав, о.е.	Iав, А	Fприн.	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
1	4609,63	123,36	240	В траншее+трубы	148,03	296,06	338,00	0,85	1,04	298,79	1,17	349,59	3х(3х240)	0,161	0,083	0,473	0,17	3	АПвЭБП	56,27
2	3723,59	99,65	185	В траншее+трубы	119,58	239,15	293,00	0,85	1,04	259,01	1,17	303,04	3х(3х185)	0,211	0,088	0,274	0,08	3	АПвЭБП	27,88
3	2762,61	110,89	185	В траншее+трубы	133,07	266,15	293,00	0,90	1,04	274,25	1,17	320,87	2х(3х185)	0,211	0,088	0,164	0,06	2	АПвЭБП	13,78
4	2140,48	85,92	95	В траншее+трубы	103,11	206,21	204,00	0,90	1,04	190,94	1,17	223,40	2х(3х95)	0,411	0,105	0,175	0,06	2	АПвЭБП	17,19
5	1265,92	50,82	70	В траншее+трубы	60,98	121,96	171,00	0,90	1,04	160,06	1,17	187,27	2х(3х70)	0,568	0,111	0,164	0,03	2	АПвЭБП	7,79
6	2660,43	106,79	185	В траншее+трубы	128,15	256,30	293,00	0,90	1,04	274,25	1,17	320,87	2х(3х185)	0,211	0,088	0,356	0,12	2	АПвЭБП	27,73
7	1950,49	78,30	120	В траншее+трубы	93,95	187,91	232,00	0,90	1,04	217,15	1,17	254,07	2х(3х120)	0,325	0,096	0,183	0,05	2	АПвЭБП	11,80
8	1029,88	41,34	70	В траншее+трубы	49,61	99,22	171,00	0,90	1,04	160,06	1,17	187,27	2х(3х70)	0,568	0,111	0,379	0,06	2	АПвЭБП	11,91
ИТОГО:																				174,35
*согласно ПУЭ 1.3.17 При смешанной прокладке КЛ доп.длит. Токи должны приниматься при условии наилучшего 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 руководства ЗАО "Завод "Южкabelь" 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																				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

### 4.3 Расчет кольцевой сети

Исходные данные необходимые для расчета кольцевой схемы возьмем из таблицы 4.1.

В таблице приведены расчетные мощности приходящиеся на каждую из ТП, а также получена суммарная мощность ТП1-ТП5 и ТП7-ТП9, ТП6 – исключена из определения общей мощности так она является источником двухстороннего питания кольцевой сети 6кВ.

$$S_m = \sum_{i=1}^k S_i, \quad (4.8)$$

$$S_m = 886,04 + 960,98 + 622,14 + 874,55 + 1265,92 + 709,94 + 920,60 + 1029,88 = 7270,06 \text{ кВА}$$

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. Поток мощности приближенно определяется по формулам 4.8 и 4.9:

$$S_A = \frac{\sum_{i=1}^k S_i l_{iB}}{l_{AB}}, \quad (4.9)$$

$$S_B = \frac{\sum_{i=1}^k S_i l_{iA}}{l_{AB}} \quad (4.10)$$

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 3.8 -3.9 мощности для головных участков кольцевой схемы:

Участок 6-7:

$$S_7 = S_{ТП7} \cdot (l_{61} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{95} + l_{89} + l_{78}) = 1414,20 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_8 = S_{ТП8} \cdot (l_{61} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{95} + l_{89}) = 1665,37 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_9 = S_{ТП9} \cdot (l_{61} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{95}) = 1472,73 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_5 = S_{ТП5} \cdot (l_{61} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45}) = 1582,40 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_4 = S_{ТП4} \cdot (l_{61} + l_{12} + l_{23} + l_{34}) = 949,77 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_3 = S_{ТП3} \cdot (l_{61} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{95} + l_{89} + l_{78}) = 566,77 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_2 = S_{ТП2} \cdot (l_{61} + l_{12}) = 717,85 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_1 = S_{ТП3} \cdot l_{61} = 419,10 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$\sum L = l_{61} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{95} + l_{89} + l_{78} = 2,348 \text{ км}$$

$$S_{6-7} = \frac{S_1 + \dots + S_9}{\sum L} = \frac{8788,19}{2,348} = 3742,84 \text{ кВА}$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Участок 6-1:

$$S_1 = S_{ТП1} \cdot (l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{95} + l_{89} + l_{78} + l_{67}) = 1661,32 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_2 = S_{ТП2} \cdot (l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{95} + l_{89} + l_{78} + l_{67}) = 1538,52 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_3 = S_{ТП3} \cdot (l_{34} + l_{45} + l_{95} + l_{89} + l_{78} + l_{67}) = 894,01 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_4 = S_{ТП4} \cdot (l_{45} + l_{95} + l_{89} + l_{78} + l_{67}) = 1103,69 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_5 = S_{ТП5} \cdot (l_{95} + l_{89} + l_{78} + l_{67}) = 1389,98 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_9 = S_{ТП9} \cdot (l_{89} + l_{78} + l_{67}) = 945,43 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_8 = S_{ТП8} \cdot (l_{78} + l_{67}) = 496,21 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$S_7 = S_{ТП7} \cdot l_{67} = 252,74 \text{ кВА} \cdot \text{км}$$

$$\sum L = l_{61} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{95} + l_{89} + l_{78} = 2,348 \text{ км}$$

$$S_{6-1} = \frac{S_1 + \dots + S_9}{\sum L} = \frac{8281,91}{2,348} = 3527,22 \text{ кВА}$$

Тогда потоки мощности через головные участки будут равны:

$$S_{6-7} = 3742,84 \text{ кВА},$$

$$S_{6-1} = 3527,22 \text{ кВА},$$

Проверка расчетов производится по балансу мощностей, по формуле 4.11:

$$S_{6-7} + S_{6-1} = \sum_{i=1}^k S_i, \quad (4.11)$$

$$7270,06 \text{ кВА} = 7270,06 \text{ кВА}.$$

Потокораспределение на остальных участках сети находится по первому закону Кирхгофа.

Результаты расчета потоков мощности для кольцевой схемы в нормальном режиме приведены в таблице 3.5. Далее определим точку потокоораздела сети, начиная с головных участков: поток на участке 7-8

Таблица 4.3– Определение потоков мощности в нормальном режиме

S7-8	3032,90	S1-2	2641,18
S8-9	2112,30	S2-3	1680,20
S9-5	1082,41	S3-4	1058,06
S4-5	-183,51	S4-5	183,51
Точка потокоораздела на интервале 4-5			

Точка потокоораздела определяется на участке где мощность становится отрицательной или равна 0. По точке потокоораздела 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 6-7 или обрыв линии 6-1. Питание распределительной сети 6 кВ осуществляется от одной из двух секций шин ЦРП 6кВ. Расчет производится аналогично расчету в нормальном режиме. По наиболее большому 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 4.4:

Таблица 4.4 – Расчет сечений участков кольцевой схемы

Обрыв участка	№ i-го участка	$S_{iав}, \text{кВА}$	$I_{iав}, \text{А}$	$I_{iав}, \text{А}$	n кабелей	$I_{\text{Доп.табл.}}, \text{А}$	$F_{\text{эк.}}, \text{мм}^2$	$F_{\text{прин.}}, \text{мм}^2$
6-7	7-8	709,94	68,39	68,39	1	171	57,00	70
	8-9	1630,54	157,09	157,09	1	259	130,90	150
	9-5	2660,43	256,30	256,30	1	293	213,59	185
	4-5	3926,35	378,26	189,13	2	259	315,22	150
	3-4	4800,90	462,51	231,26	2	259	385,43	150
	2-3	5423,04	522,45	261,23	2	293	435,38	185
	1-2	6384,02	615,03	307,52	2	338	512,53	240
	6-1	7270,06	700,39	233,46	3	293	583,66	185
6-1	1-2	886,04	85,36	85,36	1	171	71,13	70
	2-3	1847,02	177,94	177,94	1	259	148,28	150
	3-4	2469,15	237,88	237,88	1	293	198,23	185
	4-5	3343,71	322,13	322,13	1	338	268,44	240
	9-5	4609,63	444,09	222,04	2	293	370,07	185
	8-9	5639,51	543,31	271,65	2	293	452,75	185
	7-8	6560,12	632,00	316,00	2	338	526,66	240
	6-7	7270,06	700,39	233,46	3	293	583,66	185

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 4.2 и сведем полученные расчетные величины в Таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Предварительный расчет кабельных линий в кольцевой схеме

Номер участка	Sp, кВА	Fэ, мм	Fприн.	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		Iдоп. таб., А	Кл, о.е.	Кт, о.е.	Iдоп, А	Кав, о.е.	Iав, А	Fприн.	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
6-1	7270,06	145,91	240	В траншее+трубы	175,10	350,20	338,00	0,80	1,04	281,22	1,17	329,02	4х(3х240)	0,161	0,083	0,473	2,50	4	АПвЭБП	104,98
1-2	6384,02	128,13	240	В траншее+трубы	153,76	307,52	338,00	0,80	1,04	281,22	1,17	329,02	4х(3х240)	0,161	0,083	0,274	1,43	4	АПвЭБП	46,89
2-3	5423,04	108,84	185	В траншее+трубы	130,61	261,23	293,00	0,80	1,04	243,78	1,17	285,22	4х(3х185)	0,211	0,088	0,164	1,10	4	АПвЭБП	26,54
3-4	4800,90	128,48	185	В траншее+трубы	154,17	308,34	293,00	0,85	1,04	259,01	1,17	303,04	3х(3х185)	0,211	0,088	0,175	1,56	3	АПвЭБП	29,60
4-5	3926,35	105,07	185	В траншее+трубы	126,09	252,17	293,00	0,85	1,04	259,01	1,17	303,04	3х(3х185)	0,211	0,088	0,164	1,45	3	АПвЭБП	18,55
9-5	4609,63	123,36	185	В траншее+трубы	148,03	296,06	293,00	0,85	1,04	259,01	1,17	303,04	3х(3х185)	0,211	0,088	0,180	1,60	3	АПвЭБП	28,07
8-9	5639,51	150,92	240	В траншее+трубы	181,10	362,20	338,00	0,85	1,04	298,79	1,17	349,59	4х(3х185)	0,161	0,088	0,379	2,64	3	АПвЭБП	67,49
7-8	6560,12	131,67	240	В траншее+трубы	158,00	316,00	338,00	0,85	1,04	298,79	1,17	349,59	4х(3х240)	0,161	0,083	0,183	0,96	4	АПвЭБП	33,07
6-7	7270,06	145,91	240	В траншее+трубы	175,10	350,20	338,00	0,85	1,04	298,79	1,17	349,59	4х(3х240)	0,161	0,083	0,356	1,89	4	АПвЭБП	79,01
ИТОГО:																			434,21	
*согласно ПУЭ 1.3.17 При смешанной прокладке КЛ доп.длит. Токи должны приниматься при условии наилучшего 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 руководства 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																				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

#### 4.4 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 4.12

$$Z_t = E_H \cdot K_t + I_{Эт} + I_{ПЭЭт}, \quad (4.12)$$

где  $E_H$  - нормативный коэффициент эффективности, равный  $E_H = 0,12 \frac{1}{\text{год}}$   
[13 таблица 2.23]

$K_t$  - капитальные затраты на сооружение объекта, тыс. руб, определяемые по формуле 4.12;

$I_{Эт}$  - издержки при эксплуатации, тыс. руб/год, определяемые по формуле 4.13;

$I_{ПЭЭт}$  - издержки, связанные с потерями при передаче электроэнергии, тыс. руб/год, определяемые по формуле 4.14.

Капитальные затраты на сооружение объекта, определяются как:

$$K_t = K_{2000} \cdot K_{НДС}, \quad (4.12)$$

где,  $K_{2000}$  - индекс приведения цен на 2019 год от уровня 2000 года (равен 9,03)

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

Издержки, связанные с эксплуатацией объекта, определяются как:

$$I_{Эт} = \sum_{i=1}^{n_t} (E_a + E_{тр})_i \cdot K_{ti}, \quad (4.13)$$

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:

$$I_{ПЭЭт} = C_0 \cdot \Delta W, \quad (4.14)$$

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

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$\Delta W$  - потери ЭЭ в линиях и других объектах, которые учитываются при сопоставлении вариантов, кВт · ч.

Значение тарифа за ЭЭ определяется как:

$$C_0 = \left( \frac{\alpha_{\Sigma}}{T_{\text{има}}} + \beta_{\Sigma} \right), \quad (4.15)$$

где  $\alpha_{\Sigma}$  - основная ставка двухставочного тарифа,  $\alpha_{\Sigma} = 1226,5 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$ ;  
 $\beta_{\Sigma}$  - дополнительная плата, обусловленная дополнительными затратами энергоснабжающей организации,  $\beta_{\Sigma} = 1,295 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ .

Тогда значение тарифа за ЭЭ будет равным по формуле 4.15:

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

Приведем пример расчета для участка 1 двухлучевой схемы.

Капитальные затраты связанные на сооружение КЛ состоящей из трех кабелей кабелей АПвЭБП 3х240, длиной равной 473 метра и стоимость 1511,74 тыс. руб/км [14] будет равна по формуле 4.12:

$$K_t = 1511,74 \cdot 473 \cdot 3 \cdot 9,03 \cdot 1,2 = 30476703,80 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки, связанные с эксплуатацией объекта, с коэффициентами  $E_a = 0,03$   $E_{\text{тр}} = 0,015$  [10 таблица 2.23], определяются по формуле 4.13:

$$I_{\text{эт}} = (0,03 + 0,015) \cdot 30476703,80 = 1371451,67 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Издержки, связанные с потерями при передаче электроэнергии по формуле 4.14:

$$I_{\text{пээт}} = 4,07 \cdot 104,98 = 427,48 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$$

Стоимость ячеек КСО ЦРП с выключателем также определяется по ФЕРм 08-01-026-01.

Аналогично приведенному расчету определяются затраты и издержки для других участков и другой схемы, результаты расчетов заносим в таблицы 4.6 и 4.7 для кольцевой схемы и двухлучевой соответственно.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таблица 4.6 - Техничко-экономические показатели кольцевой схемы

Участок цепи (Элемент)	Параметры кабеля(элемента)	Тип (марка)	L, м	С, тыс. руб/км	К, тыс. руб	К <sub>2000</sub>	Кндс	Кт, тыс. руб	Ен	Еа	Етр	Иэт, тыс. руб	ΔW, МВт*ч/год	С0, руб/кВт*ч	Ипээт, тыс. руб	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
6-1	4х(3х240)	АПвЭБП	473	1511,74	7150,53	9,03	1,18	304 767,04	0,12	0,03	0,015	13 714,52	104,98	4,07	427,48	
1-2	4х(3х240)		274		4142,17			176 545,81				7 944,56	46,89		190,95	
2-3	4х(3х185)		164		2479,25			105 669,76				4 755,14	26,54		108,09	
3-4	3х(3х185)		175		2645,55			84 568,02				3 805,56	29,60		120,52	
4-5	3х(3х185)		164		2479,25			79 252,32				3 566,35	18,55		75,54	
9-5	3х(3х185)		180		2721,13			86 984,25				3 914,29	28,07		114,28	
8-9	4х(3х185)		379		5729,49			244 200,23				10 989,01	67,49		274,82	
7-8	4х(3х240)		183		2766,48			117 911,98				5 306,04	33,07		134,67	
6-7	4х(3х240)		356		5381,79			229 380,69				10 322,13	79,01		321,74	
РП 1	9 ячеек		КСО		9			601,11				5409,99				57 645,61
ИТОГО:								1 486 925,70	ИТОГО:			68 525,73	ИТОГО:			1 446,35
В колонке 5 преведена стоимость прямых затрат на кабельную линию по ФЕРм 08-02-140-01 на 2001 год (100м)																
В колонке 5 преведена стоимость прямых затрат на ячейку КСО с выключателем по ФЕРм 08-01-026-01 на 2001 год (1 шт)																
В колонке 7 индекс приведения цен из Вестника ценообразования и сметного нормирования выпуск 2(215) февраль 2019																
ЗАТРАТЫ ПРИВЕДЕННЫЕ ПО ВАРИАНТУ, тыс. руб														248 403,17		

Таблица 4.7 - Техничко-экономические показатели двухлучевой схемы

Участок цепи (Элемент)	Параметры кабеля(элемента)	Тип (марка)	L, м	С, тыс. руб/км	К, тыс. руб	К <sub>2000</sub>	Кндс	Кт, тыс. руб	Ен	Еа	Етр	Иэт, тыс. руб	ΔW, МВт*ч/год	С0, руб/кВт*ч	Ипээт, тыс. руб	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	3х(3х240)	АПвЭБП	473	1511,74	7150,53	9,03	1,18	228 575,28	0,12	0,03	0,015	10 285,89	56,27	4,07	229,15	
2	3х(3х185)		274		4142,17			132 409,36				5 958,42	27,88		113,51	
3	2х(3х185)		164		2479,25			52 834,88				2 377,57	13,78		56,10	
4	2х(3х95)		175		2645,55			56 378,68				2 537,04	17,19		70,00	
5	2х(3х70)		164		2479,25			52 834,88				2 377,57	7,79		31,71	
6	2х(3х185)		356		5381,79			114 690,34				5 161,07	27,73		112,93	
7	2х(3х120)		183		2766,48			58 955,99				2 653,02	11,80		48,06	
8	2х(3х70)		379		5729,49			122 100,11				5 494,51	11,91		48,50	
РП 1	11 ячеек	КСО	11	601,11	6612,21			70 455,74	0,12	0,063	0,01	5 143,27	-	-	-	
ИТОГО:								889 235,26	ИТОГО:			41 988,35	ИТОГО:			709,96
В колонке 5 преведена стоимость прямых затрат на кабельную линию по ФЕРм 08-02-140-01 на 2001 год (100м)																
В колонке 5 преведена стоимость прямых затрат на ячейку КСО с выключателем по ФЕРм 08-01-026-01 на 2001 год (1 шт)																
В колонке 7 индекс приведения цен из Вестника ценообразования и сметного нормирования выпуск 2(215) февраль 2019																
ЗАТРАТЫ ПРИВЕДЕННЫЕ ПО ВАРИАНТУ, тыс. руб														149 406,54		

Вывод по разделу ВКР: При сравнении технико-экономических показателей принят вариант с наилучшими – двухлучевая схема

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМ 0,4 кВ

### 5.1 Выбор вариантов электроснабжения

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) и кольцевую схему, запитывающую 2-3 здания (III категории) (рисунок 5.2). В кольцевой схеме в случае выхода из строя одной питающей линии, питание здания осуществляется по резервной линии.

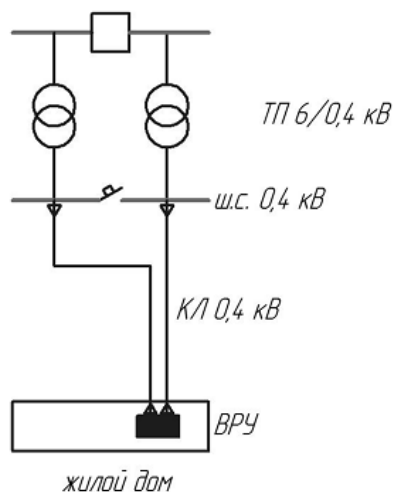


Рисунок 5.1 – Радиальная схема электроснабжения 0,4 кВ

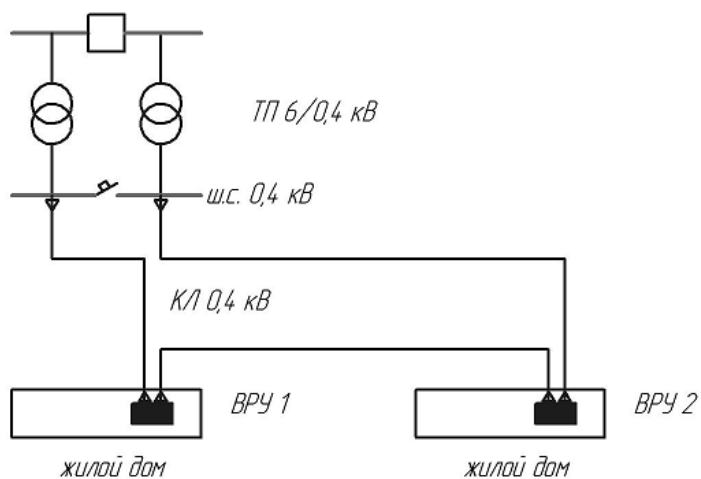


Рисунок 5.2 – Кольцевая схема электроснабжения 0,4 кВ

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 ул. Коммуны 135а, так как дом имеет повышенную этажность то при построении схемы питания необходимо резервирование по двум кабелям.

В качестве сравнения вариантов выполним рассматриваемую радиальную сеть двумя вариантами кабелей:

- кабелями сшитого полиэтилена бронированных до 1 кВ
- кабеля поливинилхлоридной изоляцией бронированных до 1 кВ

Тогда рассматриваемый вариант электроснабжения можно представить схемой с указанными длинами низковольтных КЛ с плана рассматриваемого района:

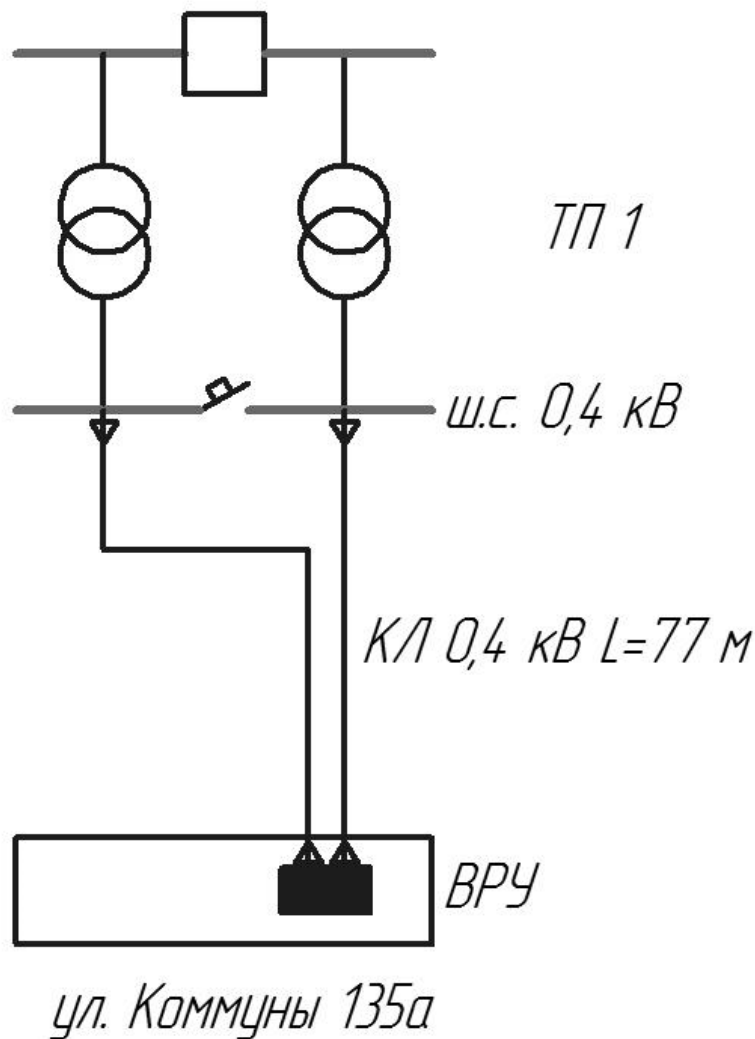


Рисунок 5.3 – Схема питания рассматриваемого дома

## 5.2 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:

$$I_{p.k} = \frac{P_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_{cp} \cdot n}, \quad (5.1)$$

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

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

$\cos\varphi_{cp}$  - средневзвешенный коэффициент активной мощности на вводе в дом, принимаем 0,92

$n$  – число кабельных линий, шт.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p.k}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.2)$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Для жилых комплексов  $T_m = 5300$  ч/год и согласно [8 табл.1.3.36] экономическая плотность тока  $j_{\text{э}} = 1,2$  А/мм<sup>2</sup>

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I_{\text{доп}}'' = k_n \cdot k_t \cdot I_{\text{доп}}' > \frac{I_{p.k.}}{n_k} \quad (5.3)$$

где  $k_n$  – 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.

$I_{\text{доп}}'$  – величина допустимого тока табличного, приведенная к 4х жил. КЛ.

Суммарная активная нагрузка потребителей (квартиры и общественные учреждения) дома 0,4 кВ определяется:

$$P_{0.4кВ} = P_{0.4кВ(д.135а)} = 61,25 \text{ кВА}$$

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69



$$I_{p.k} = \frac{61,25}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,92 \cdot 2} = 48,1 \text{ A}$$

Расчетный ток в кабельной линии в аварийном режиме:

$$I_{p.k} = \frac{61,25}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,92 \cdot 1} = 96,21 \text{ A}$$

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

$$F_э = \frac{96,21}{1,2} = 80,17 \text{ мм}^2$$

- Для кабеля с ПВХ изоляцией:

Намечаем к установке кабель АВБбШвнг-LS 4x25 Величина допустимого тока табличного для кабеля с учетом 4 жилы согласно [8, Таблицы 1.3.7]:

$$I'_{доп} = 115 \cdot 0,92 = 105,8 \text{ A}$$

Величина допустимого длительного тока с условием прокладки (2 кабеля в траншеи):

$$I''_{доп} = 0,9 \cdot 1,04 \cdot 105,8 = 99,028 \text{ A.}$$

Для кабеля со СПЭ изоляцией:

Намечаем к установке кабель АПвБбШп 4x25 Величина допустимого тока табличного для кабеля с учетом 4 жилы согласно [8,9]:

$$I'_{доп} = 114 \text{ A}$$

Величина допустимого длительного тока с условием прокладки (2 кабеля в траншеи):

$$I''_{доп} = 0,9 \cdot 1,04 \cdot 114 = 106,7 \text{ A.}$$

Далее по формулам (4.11-4.13) ВКР производим сравнение прямых затрат на возведение КЛ без учета потерь электроэнергии. [14,15]

Вывод по разделу ВКР: Произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем на напряжение 0,4 кВ

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Таблица 5.1 - Техничко-экономические показатели возведения радиальной линии 0,4 кВ

Участок цепи (Элемент)	Параметры кабеля(элемента)	Тип (марка)	L, м	С, тыс. руб/км	К, тыс. руб	К2000	Кндс	Кт, тыс. руб	Ен	Еа	Етр	Иэт, тыс. руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	4x25	АПвБШп	77	1511,74	1164,04	9,03	1,2	50 454,14	0,12	0,03	0,015	2 270,44
2	4x25	АВБШвнг-LS	77	509,63	392,42			12 756,63				574,05
ИТОГО:								63 210,77	ИТОГО:			2 844,48
В колонке 5 преведена стоимость прямых затрат на кабельную линию по ФЕРм 08-02-140-01 для СПЭ и ФЕРм 08-02-141-01 для ПВХ на 2001 год (100м)												
В колонке 7 индекс приведения цен из Вестника ценообразования и сметного нормирования выпуск 2(215) февраль 2019												
ЗАТРАТЫ ПРИВЕДЕННЫЕ кабель СПЭ, тыс. руб											2 270,44	
ЗАТРАТЫ ПРИВЕДЕННЫЕ кабель ПВХ, тыс. руб											574,05	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 6 ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ ОТ ПОДСТАНЦИИ «ЗАПАДНАЯ» 6 КВ

Схема внешнего электроснабжения микрорайона представлена на рисунке 6.1.

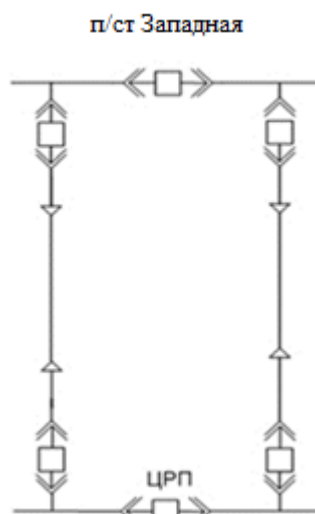


Рисунок 6.1 – Схема внешнего электроснабжения

Расчетная активная мощность, передаваемая энергосистемой в ЦРП определяется [8]:

$$P_p = K_{ом} \cdot \left( \sum P_{Рмик-наі} + \Delta P_{Тпi} \right), \quad (6.1)$$

где  $P_{Рмик-наі}$  – 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);

$$P_{р.ЦРП} = 0,65 \cdot (7539,20 + 84,11) = 4955,15 \text{ кВт.}$$

Аналогично рассчитаем реактивную мощность, передаваемую энергосистемой в район:

$$Q_{р.ЦРП} = K_{ом} \cdot \left( \sum Q_{Рмик-наі} + \Delta Q_{Тпi} \right) \quad (6.2)$$

где  $Q_{Рмик-наі}$  – расчетная реактивная нагрузка  $i$ -го микрорайона, кВАр;

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

$$Q_{р.ЦРП} = 0,65 \cdot (3348,08 + 494,33) = 2497,57 \text{ кВАр.}$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Определим полную мощность по формуле:

$$S_{p.ЦРП} = \sqrt{P_{p.ЦРП}^2 + Q_{p.ЦРП}^2}. \quad (6.3)$$

$$S_{p.ЦРП} = \sqrt{4955,15^2 + 2497,57^2} = 5549,00 \text{ кВА}.$$

Расчет суммарной мощности на ЦРП проводим по формулам 6.1-6.3, с учетом ранее рассчитанным мощностям ТП. Расчет приводим в таблице 6.1.

По формулам 4.1-4.7 производим расчет токовых параметров питающих кабельных линий ЦРП таблично и сводим в таблицу 6.2:

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Таблица 6.1 - Расчет нагрузки на шинах ЦРП совмещенного с ТП6

Расчетные активные нагрузки на трансформаторных подстанциях, кВт									Расчетные реактивные нагрузки на трансформаторных подстанциях, кВАр									ΔP <sub>тр</sub> , кВт		ΔQ <sub>тр</sub> , кВАр		K <sub>ом</sub>	P <sub>рΣмкр.</sub> , кВт		Q <sub>рΣмкр.</sub> , кВАр		S <sub>рΣмкр.</sub> , кВА		Нагрузка на кабель		J <sub>эк.сшп</sub> , А/мм <sup>2</sup>	F <sub>эк.сшп</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>эк.табл</sub> , мм <sup>2</sup>
ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6	ТП7	ТП8	ТП9	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6	ТП7	ТП8	ТП9	ΔP <sub>тр</sub> , кВт	ΔQ <sub>тр</sub> , кВАр	K <sub>ом</sub>	P <sub>рΣмкр.</sub> , кВт	Q <sub>рΣмкр.</sub> , кВАр	S <sub>рΣмкр.</sub> , кВА	Ир.ном, А	Ир.п/ав, А	J <sub>эк.сшп</sub> , А/мм <sup>2</sup>	F <sub>эк.сшп</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>эк.табл</sub> , мм <sup>2</sup>					
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					
814,08	868,45	562,83	827,83	1110,93	909,38	666,52	856,13	923,06	349,77	411,43	265,09	282,04	606,96	393,11	244,48	338,45	456,75	84,11	494,33	0,65	4955,15	2497,57	5549,00	267,29	534,59	1,20	222,74	185,00					

Таблица 6.2 - Расчет кабельных линий от подстанции "Западная" до ЦРП микрорайона

P <sub>рΣмкр.</sub> , кВт	Q <sub>рΣмкр.</sub> , кВАр	S <sub>рΣмкр.</sub> , кВА	F <sub>э</sub> , мм	F <sub>прин.</sub>	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I <sub>доп.таб.</sub> , А	K <sub>п</sub> , о.е.	K <sub>т</sub> , о.е.	I <sub>доп.</sub> , А	K <sub>ав</sub> , о.е.	I <sub>ав</sub> , А	F <sub>прин.</sub>	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
4955,15	2497,57	5549,00	222,74	240	В трубе*	133,65	267,29	338,00	0,90	1,04	316,37	1,17	370,15	2x240	0,161	0,083	1,500	1,05	4	АПвЭБП	49,23

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

### 7.1 Расчет токов КЗ на стороне 6 кВ

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных 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:  $I_k = I_{п.о} = I_{п.т}$ . 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 6 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора. По исходным данным, на шинах 6 кВ подстанции «Западная» величина мощности короткого замыкания составляет 175 МВА.

Для определения величины тока короткого замыкания на шинах центрального распределительного пункта 6 кВ, необходимо составить схему утяжеленного режима, определить величины мощности короткого замыкания на шинах 6 кВ, определим сопротивления схемы замещения сети и просчитаем токи КЗ для двух точек. [12,13]

Для определения токов КЗ в других точках двухлучевой сети составим схему замещения сети.

Принимаем:  $S_6 = 100$  МВА,  $U_6 = 6,3$  кВ.

Величина базисного тока определяется по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (7.1)$$

где,  $S_6$  – базисная мощность, МВА.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,17 \text{ кА}$$

Определим сопротивление системы до шин 6,3 кВ п/ст:

$$X_{с*} = \frac{S_6}{S_{кз(К1)}} = \frac{100}{175} = 0,571 \text{ о. е.}$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

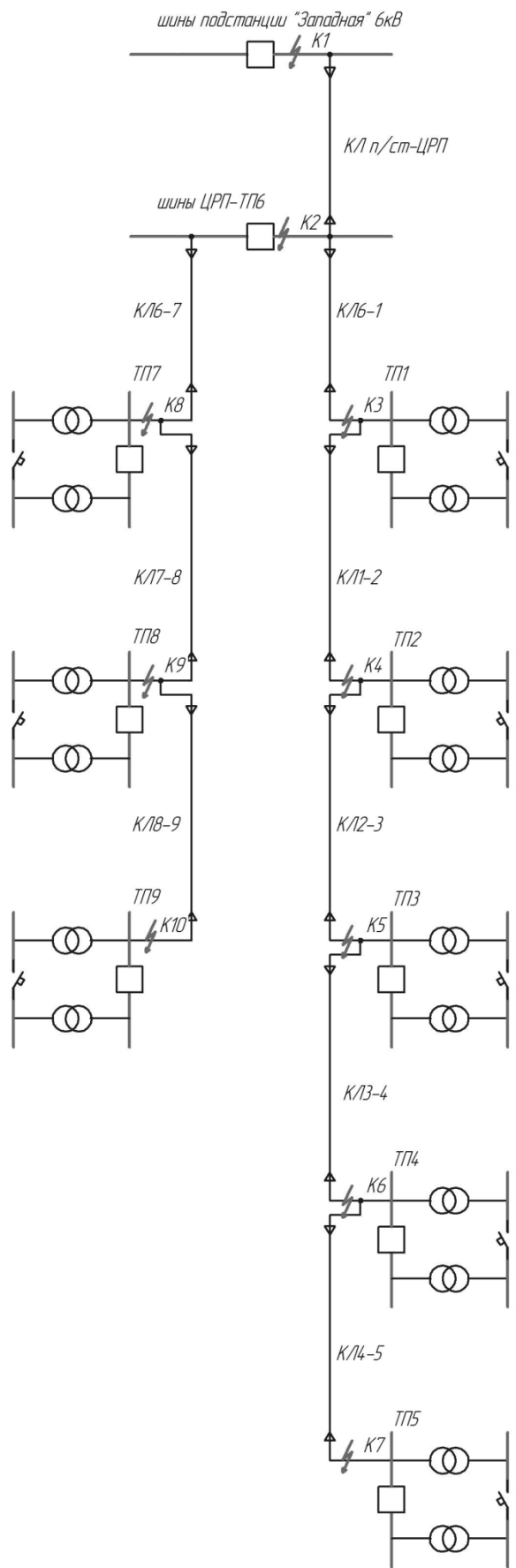


Рисунок 7.1 – Упрощенная электрическая схема двухлучевой сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.10.2019.112 ПЗ ВКР

Лист

76

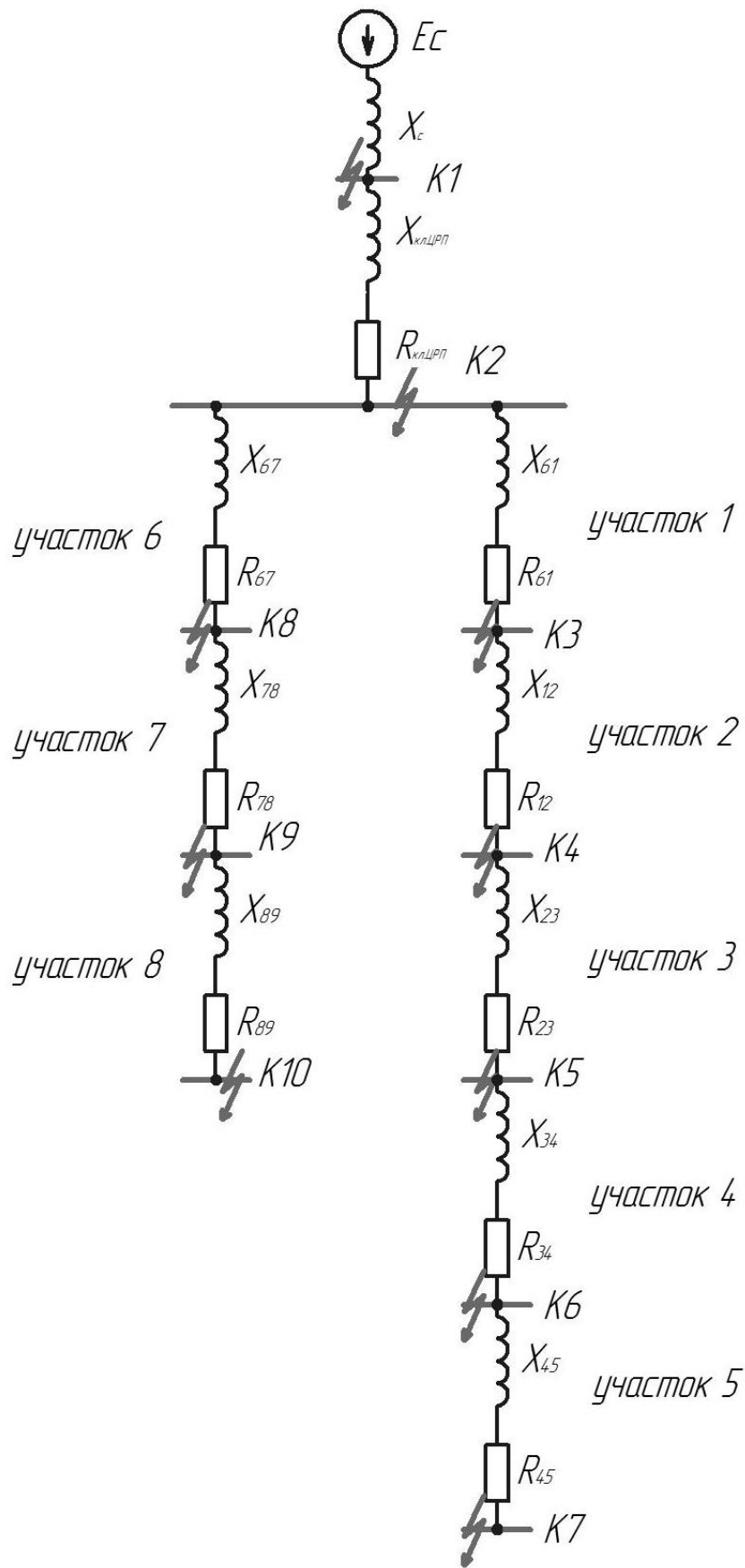


Рисунок 7.2 – Схема замещения двухлучевой схемы э/э

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

130302.10.2019.112 ПЗ ВКР

Лист

77



Далее определяем величину тока КЗ в точке К1 по формуле:

$$I_{п0(i)}^{(3)} = \frac{I_6}{X_{\Sigma i}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot X_{\Sigma i}}, \quad (7.2)$$

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

$$I_{п0(K1)}^{(3)} = \frac{9,17}{0,571} = 16,06 \text{ кА}$$

Определяем мощность короткого замыкания в точке К1:

$$S_{кз(i)} = \sqrt{3} \cdot I_{п0(i)}^{(3)} \cdot U_{ст} \quad (7.3)$$

$$S_{кз(K1)} = \sqrt{3} \cdot 16,06 \cdot 6,3 = 175 \text{ МВА}$$

Далее определим ток короткого замыкания в точке К2 (питание ЦРП по кабельной линии) при определении величины сопротивления учитываем комплекс сопротивления:

$$X_{кл*} = \frac{x_0}{n_k} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (7.3)$$

$$R_{кл*} = \frac{r_0}{n_k} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (7.4)$$

где,  $x_0, r_0$  – удельное индуктивное и активное сопротивление кабельной линии (кабель 2х АПвЭБП 3х240), Ом/км;

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

Тогда комплекс сопротивления будет определяться как:

$$Z_{\Sigma(K2)*} = \sqrt{(X_{\Sigma K2} + X_{кл*})^2 + R_{кл*}^2} \quad (7.5)$$

Определим расчетные величины:

$$X_{кл*} = \frac{0,083}{2} \cdot 1,5 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,157 \text{ о. е.}$$

$$R_{кл*} = \frac{0,161}{2} \cdot 1 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,304 \text{ о. е.}$$

$$Z_{\Sigma(K2)*} = \sqrt{(0,571 + 0,157)^2 + 0,304^2} = 0,73 \text{ о. е.}$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Далее определяем величину тока КЗ в точке КЗ по формуле 6.2:

$$I_{п0(К2)}^{(3)} = \frac{9,17}{0,73} = 12,56 \text{ кА.}$$

Определяем мощность короткого замыкания в точке КЗ по формуле 6.3:

$$S_{кз(КЗ)} = \sqrt{3} \cdot 12,56 \cdot 6,3 = 136,89 \text{ МВА.}$$

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

Расчет параметров кабельных линий производим по ранее приведенным формулам и сводим в таблицу 6.3.

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:

$$i_{(Ki)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0(Ki)} \quad (7.6)$$

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

Для оценки теплового импульса рассчитываем интеграл Джоуля по формуле:

$$W_K = I_{п0(Ki)}^2 \cdot (\tau + T_a) \quad (7.7)$$

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

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

$\tau$  – расчетная продолжительность тока КЗ, с.

Для оценки расчетной продолжительности протекания тока КЗ в кольцевой распределительной сети 6 кВ следует учесть:

$$\tau = t_{в.откл.} + t_3 \quad (7.8)$$

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

$t_3$  – минимальное время действия релейной защиты принимаем 0,01, с.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

На данном этапе намечаем к установке в ячейках КСО вакуумные выключатели ВВ/Te1 с полным временем отключения выключателя:

$$t_{\text{в.откл.}} = 0,055 \text{ с}$$

$$\tau = 0,055 + 0,01 = 0,065 \text{ с}$$

Проверку сечений выбранных кабельных линий по термической стойкости:

$$F_{\text{пр.тер}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (7.9)$$

где  $C$  – параметр, зависящий от материала токопроводящей жилы кабеля, типа изоляции и напряжения, (65 – для кабелей из сшитого полиэтилена, алюминиевой жилой и на напряжение до 35 кВ)

Расчеты дл. каждой точки КЗ двухлучевой схемы произведем таблично и сведем в таблицу 6.4

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.1 - Расчет сопротивлений кабельных линий

Участок	$L_i$ , 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.	п каб.лин.
1	0,473	0,161	0,083	0,076	0,039	0,096	0,049	0,108	2
2	0,274	0,211	0,088	0,058	0,024	0,073	0,030	0,079	2
3	0,164	0,211	0,088	0,035	0,014	0,087	0,036	0,094	1
4	0,175	0,411	0,105	0,072	0,018	0,181	0,046	0,187	1
5	0,164	0,568	0,111	0,093	0,018	0,235	0,046	0,239	1
6	0,356	0,211	0,088	0,075	0,031	0,189	0,079	0,205	1
7	0,183	0,325	0,096	0,059	0,018	0,150	0,044	0,156	1
8	0,379	0,568	0,111	0,215	0,042	0,542	0,106	0,553	1

Таблица 7.2 - Расчет токов КЗ на участках двухлучевой схемы

Участок	$Z_i$ , о.е.	$Z_{\Sigma(i)^*}$ , о.е.	$I_{п(i)}^{(3)}$ , кА	$S_{кз(i)}$ , МВА	$K_{уд(i)}$	$i_{уд(i)}$ , кА	$T_a$ , с	тв.откл, кА	тз.min, с	$\tau$ , с	Вк, кА <sup>2</sup> *с	C, А <sup>2</sup> *с/мм <sup>2</sup>	Фпр.тр, мм <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	0,108	0,838	10,95	119,45	1,38	21,36	0,01	0,055	0,01	0,07	8,99	65,00	46,12
2	0,079	0,917	10,00	109,17		19,53					7,51	65,00	42,15
3	0,094	1,012	9,07	98,98		17,70					6,17	65,00	38,22
4	0,187	1,199	7,66	83,53		14,94					4,39	65,00	32,25
5	0,239	1,438	6,38	69,64		12,45					3,05	65,00	26,89
6	0,205	0,935	9,81	107,05		19,15					7,22	65,00	41,33
7	0,156	1,092	8,41	91,72		16,40					5,30	65,00	35,42
8	0,553	1,644	5,58	60,89		10,89					2,34	65,00	23,51

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 7.2 Расчет токов КЗ на стороне 0,4 кВ

При определении токов КЗ руководствуемся ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ». [16,17]

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

Для выбора аппаратов защиты на ВРУ жилого дома необходимо произвести расчет токов однофазного, трехфазного и двухфазного КЗ на участке ТП1-ВРУ жилого дома ул. Коммуны д.135а..

Составим схему сети и её схему замещения для двух точек КЗ. Рассчитаем параметры элементов на пути которых проходит ток КЗ, при расчетах значение сопротивлений в мОм. Расчетные величины сопротивлений берем из ГОСТ.

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 её схему сети и схему замещения на рисунке 6.4

Введем пояснения для сопротивлений участвующих в схеме замещения при определении токов КЗ:

$X_c$  – сопротивление системы с которой связан рассматриваемый трансформатор ТП мощностью 630 кВА, мОм

$R_{тр}, X_{тр}$  – активное и реактивное сопротивление трансформатора ТП мощностью 630 кВА, мОм

$2R_{кон.с}$  – сопротивление контактов кабельной перемычки между РУНН и трансформатором. Сопротивление берется удвоенным из за двух контактов (трансформатор и ввод в РУНН) для остальных соединений также, мОм

$R_{кл.с.РУНН}, X_{кл.с.РУНН}$  – активное и реактивное сопротивление кабельной перемычки между РУНН и трансформатором., мОм

$2R_{кон.QF}$  – Активное сопротивление контактов автоматического выключателя, мОм

$R_{к.QF}, X_{к.QF}$  – Активное и реактивное сопротивление катушек автоматического выключателя, мОм

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

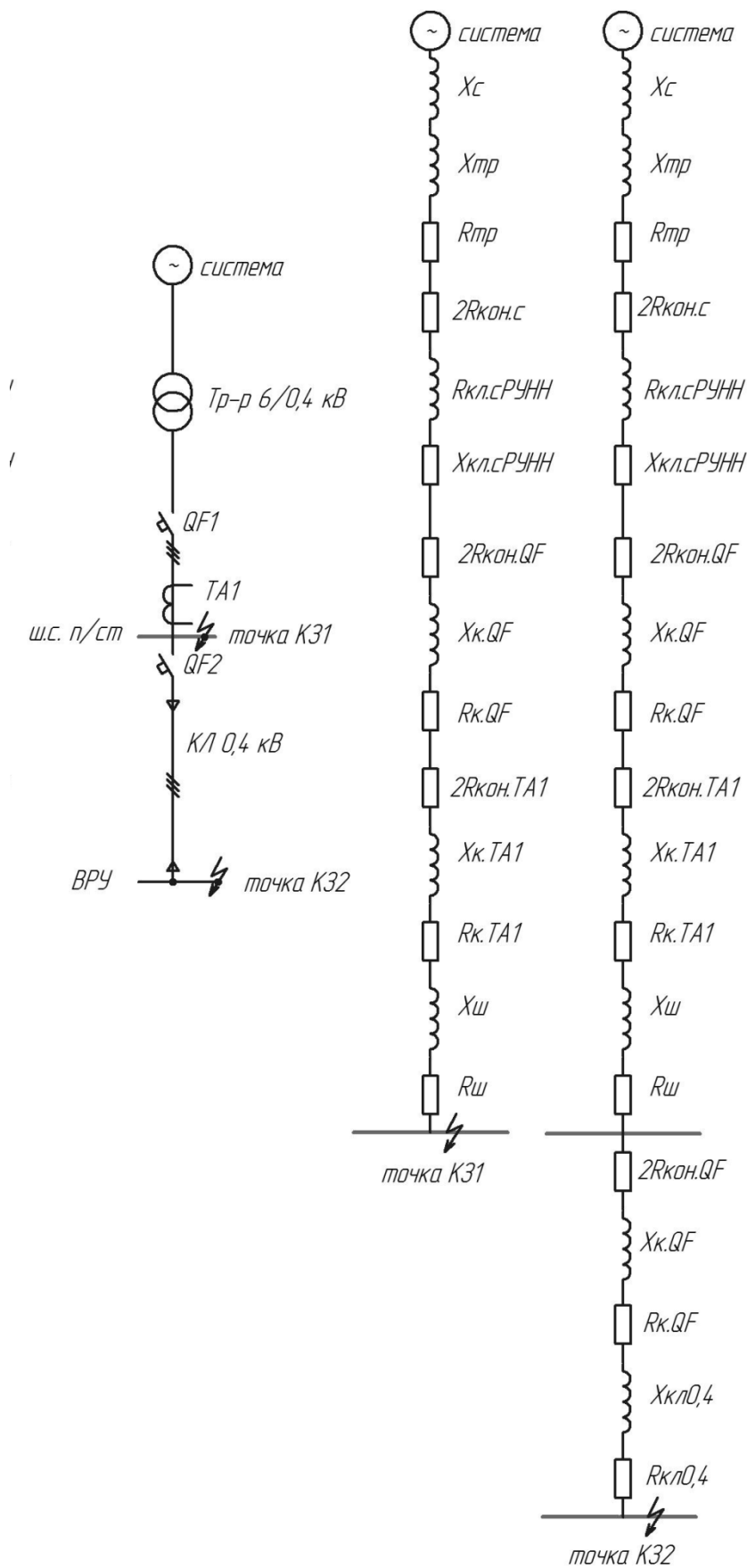


Рисунок 7.3 – Рассматриваемая сеть и схема замещения сети 0,4 кВ

$2R_{\text{кон.ТА}}$  – Активное сопротивление контактов трансформатора тока, мОм  
 $2R_{\text{кон. QS}}$  – Активное сопротивление контактов рубильника-разъединителя, мОм

$R_{\text{к.ТА}}, X_{\text{к.ТА}}$  – Активное и реактивное сопротивление трансформаторов тока, мОм

$R_{\text{кл.0,4}}, X_{\text{кл.0,4}}$  – активное и реактивное сопротивление кабельных линий, мОм

$R_{\text{ш}}, X_{\text{ш}}$  – активное и реактивное сопротивление ошиновки шкафов и трансформаторов, мОм

Далее произведем расчет сопротивлений схемы, при расчете будем брать величины сопротивлений из справочных данных ГОСТ 28249-93:

Определим сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{S_k} \cdot 10^{-3}, \quad (7.10)$$

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

$S_k$  – условная мощность короткого замыкания у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, МВ·А (рассчитана в предыдущем разделе).

$$X_c = \frac{(400^2)}{136,89} \cdot 10^{-3} = 1,17 \text{ мОм.}$$

Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающих трансформаторов ( $r_T, x_T$ ) в мОм, приведенные к ступени низшего напряжения сети, рассчитываем по формулам:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} \cdot 10^6, \quad (7.11)$$

$$X_T = \sqrt{U_{\text{кз}}^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} \cdot 10^4, \quad (7.12)$$

где  $\Delta P_{\text{кз}}$  - потери короткого замыкания, кВт;

$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{Н.НОМ}}$  - номинальное напряжение обмотки НН, кВ;

$U_{\text{кз}}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора в %.

$$R_T = \frac{7,9 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,06 \text{ мОм,}$$

$$X_T = \sqrt{5,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 7,9}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 10,26 \text{ мОм.}$$

Рассчитываем индуктивные и активные сопротивления кабельных линий:

Активное и реактивное сопротивление катушек трансформаторов тока и автоматических выключателей определяется по таблицам 20-21 из [16] согласно коэффициента трансформации и номинального тока.

Активное и реактивное сопротивление прямой последовательности определяется по формулам:

$$X_L = x_0 \cdot l, \quad (7.13)$$

$$R_L = r_0 \cdot l, \quad (7.14)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, мОм/км; определяется по таблицам для марок выбранных кабелей [16,17]

$r_0$  – погонное активное сопротивление, мОм/км; определяется по таблицам для марок выбранных кабелей [16,17]

$l$  – длина участка линии, км.

При определении сопротивлений ошинок шкафов и ошинок ТП руководствуемся приближенными значениями из [16]:

$$X_{ш} = 0,25 \text{ мОм,}$$

$$R_{ш} = 0,5 \text{ мОм,}$$

Сопротивление болтовых контактов аппаратов [16]:

$$R_k = 0,003 \text{ мОм,}$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ:

$$I_{по} = I_{оп}^{(3)} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (7.15)$$

где  $U_{ср.НН}$  – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В;

$R_{1\Sigma}$ ,  $X_{1\Sigma}$  – суммарное активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ, мОм.

Суммарные сопротивления схемы в общем случаи рассчитываются:

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_{кЛ} + R_k + R_{ш} + R_{к.QF} + R_{ТА} + R_d, \quad (7.16)$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_T + X_{кЛ} + X_{к.QF} + X_{ш} + X_{ТА}, \quad (7.17)$$

									Лист
									85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.10.2019.112 ПЗ ВКР				



где  $R_T, X_T$  – активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм;

$R_{ш}, X_{ш}$  – активное и индуктивное сопротивления шин, мОм;

$X_C$  – эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, приведенное к ступени низшего напряжения, мОм;

$R_{к.ОФ}, X_{к.ОФ}$  – активное и индуктивное сопротивление токовых катушек автоматических выключателей, мОм;

$R_k$  – суммарное активное сопротивление различных контактов, мОм;

$R_{кл}, X_{кл}$  – активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности кабельных линий, мОм.

$R_{ТА}, X_{ТА}$  – активные и индуктивные сопротивления трансформаторов тока, мОм.

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд.(кз)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз}, \quad (7.18)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент, в точке КЗ для сетей 0,4 кВ, выбирается по рисунку 1 из [16].

Значение периодической составляющей тока однофазного КЗ:

$$I_{по} = I_{оп}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НН}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma}) + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})}}, \quad (7.19)$$

где  $U_{ср.НН}$  – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В;

$R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$  – суммарное активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ, мОм.

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$  – суммарное активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности цепи КЗ, мОм.

Значение сопротивлений нулевой последовательности в общем случае определяются:

$$R_{0\Sigma} = R_{Т0} + R_{кЛ0} + R_{к.ОФ} + R_{ш0} + R_k + R_{ТА} + r_d, \quad (7.20)$$

$$X_{0\Sigma} = X_{Т0} + X_{кЛ0} + X_{к.ОФ} + X_{ш0} + X_{ТА}, \quad (7.21)$$

где  $R_{Т0}, X_{Т0}$  – сопротивления нулевой последовательности для силового трансформатора, мОм. Определяются по [17 таблица 4.7.2]

$R_{кЛ0}, X_{кЛ0}$  - сопротивления нулевой последовательности для кабельной линии, мОм.

$R_{ш0}, X_{ш0}$  - сопротивления нулевой последовательности для ошиновки, мОм.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сопротивления нулевой последовательности согласно [16] определяются:

$$R_{кЛ0} = R_{кЛ} + 3 \cdot R_{кЛ}, \quad (7.22)$$

$$X_{кЛ0} = X_{кЛ} + 3 \cdot X_{кЛ}, \quad (7.23)$$

Для ошиновки значения сопротивлений определяются аналогично формулам (6.25 и 6.26).

Значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ:

$$I_{по} = I_{оп}^{(2)} = \frac{U_{ср.НН}}{2 \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (7.24)$$

Приведем пример расчета для точки КЗ 1 рассматриваемой схемы:

Определим величину активного сопротивления прямой последовательности:

$$R_{1\Sigma} = 10,26 + 2 \cdot 0,003 + 0,46 + 2 \cdot 0,003 + 0,14 + 2 \cdot 0,003 + 0 + 0,5 = 11,38 \text{ мОм}$$

Определим величину реактивного сопротивления прямой последовательности:

$$X_{1\Sigma} = 1,17 + 3,06 + 0,46 + 0,08 + 0,25 = 5,02 \text{ мОм}$$

Определим величину активного сопротивления нулевой последовательности:

$$R_{0\Sigma} = 3,40 + 2 \cdot 0,003 + 0,46 + 3 \cdot 0,46 + 2 \cdot 0,003 + 0,14 + 2 \cdot 0,003 + 0 + 0,5 + 3 \cdot 0,5 = 7,40 \text{ мОм}$$

Определим величину реактивного сопротивления нулевой последовательности:

$$X_{0\Sigma} = 13,50 + 0,46 + 3 \cdot 0,46 + 0,08 + 0,25 + 3 \cdot 0,25 = 16,42 \text{ мОм}$$

Величина периодической составляющей трехфазного КЗ

$$I_{по} = I_{оп}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{18,38^2 + 5,02^2}} = 18,59 \text{ кА}$$

Величина ударного тока КЗ:

$$i_{уд.(кз)} = \sqrt{2} \cdot 1,00 \cdot 18,59 = 18,59 \text{ кА}$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Величина периодической составляющей тока двухфазного КЗ:

$$I_{\text{по}} = I_{\text{оп}}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot \sqrt{11,38^2 + 5,74^2}} = 16,08 \text{ кА}$$

Величина периодической составляющей тока однофазного КЗ:

$$I_{\text{по}} = I_{\text{оп}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 11,38 + 7,40) + (2 \cdot 5,74 + 16,42)}} = 9,97 \text{ кА}$$

Для точки КЗ два проведем расчет таблично, сведем все расчетные величины в таблицы 7.1-7.5

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет токов короткого замыкания на стороне 6 и 0,4 кВ, необходимых при выборе электрооборудования.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.3 - Расчет токов КЗ для точки К1

Прямая последовательность		Нулевая последовательность		Ударный коэффициент $K_u$ прямая последовательность $R1\Sigma/X1\Sigma$	Ударный коэффициент $K_u$ прямая последовательность $X1\Sigma/R1\Sigma$	Ток трехфазного КЗ $I_{п0}$ , кА	Ток ударный КЗ $I_{уд}$ , кА	Ток двухфазного КЗ $I_{п0}$ , кА	Ток однофазного КЗ $I_{п0}$ , кА
$R_{гр}$	10,26	$R_{0гр}$	3,40						
$2R_{кон.с.}$	0,01	$2R_{кон.с.}$	0,01						
$R_{кл.с.РУНН}$	0,46	$R_{кл.с.РУНН}$	1,84						
$2R_{кон.QF}$	0,01	$2R_{кон.QF}$	0,01						
$R_{к.QF}$	0,14	$R_{к.QF}$	0,14						
$2R_{кон.TA}$	0,01	$2R_{кон.TA}$	0,01						
$R_{к.TA2}$	0	$R_{к.TA2}$	0						
$R_{ш}$	0,5	$R_{ш}$	2						
$R_{д}$	0	$R_{д}$	0						
$R1\Sigma(1)$	11,38	$R0\Sigma(1)$	7,40						
$X_c$	1,17	-	-						
$X_{гр}$	3,06	$X_{0гр}$	13,50						
$X_{кл.с.РУНН}$	0,46	$X_{кл.с.РУНН}$	1,84						
$X_{к.QF}$	0,08	$X_{к.QF}$	0,08						
$X_{к.TA1}$	0	$X_{к.TA1}$	0						
$X_{ш}$	0,25	$X_{ш}$	1,00						
$X1\Sigma(1)$	5,02	$X0\Sigma(1)$	16,42	1,00	1,00	18,59	18,59	16,08	9,97

Таблица 7.4 - Расчет токов КЗ для точки К2

Прямая последовательность		Нулевая последовательность		Ударный коэффициент $K_u$ прямая последовательность $R1\Sigma/X1\Sigma$	Ударный коэффициент $K_u$ прямая последовательность $X1\Sigma/R1\Sigma$	Ток трехфазного КЗ $I_{п0}$ , кА	Ток ударный КЗ $I_{уд}$ , кА	Ток двухфазного КЗ $I_{п0}$ , кА	Ток однофазного КЗ $I_{п0}$ , кА
$R1\Sigma(1)$	18,38	$R0\Sigma(1)$	14,40						
$2R_{кон.QF}$	0,01	$2R_{кон.QF}$	0,01						
$R_{к.QF}$	0,65	$R_{к.QF}$	0,17						
$R_{кл0,4}$	118,58	$R_{0кл0,4}$	263,34						
$R_{д}$	0	$R_{д}$	0						
$R1\Sigma(2)$	137,62	$R0\Sigma(2)$	277,91						
$X1\Sigma(1)$	5,74	$X0\Sigma(1)$	16,42						
$X_{к.QF}$	0,65	$X_{к.QF}$	0,18						
$X_{кл0,4}$	5,544	$X_{0кл0,4}$	96,87						
$X1\Sigma(2)$	11,94	$X0\Sigma(2)$	113,47	1,00	1,00	1,67	1,67	1,45	0,70

Таблица 7.5 - Сводная ведомость токов КЗ по сети 0,4 кВ

Точка схемы замещения	1	2
Ток трехфазного КЗ $I_{п0}$ , кА	18,59	1,67
Ток ударный КЗ $I_{уд}$ , кА	18,59	1,67
Ток двухфазного КЗ $I_{п0}$ , кА	16,08	1,45
Ток однофазного КЗ $I_{п0}$ , кА	9,97	0,70

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 6 и 0,4 кВ

### 8.1 Выбор электрооборудования 6 кВ

В данном разделе рассмотрен выбор электрооборудования на стороне внутреннего электроснабжения – 6 кВ

В проектируемом жилом микрорайоне распределительный пункт совмещен с трансформаторной подстанцией, с трансформаторами на 1000 кВА.

Распределительный пункт 6 кВ предназначен для приема и распределения электрической энергии в городских сетях 10 кВ и размещается в отдельно стоящем здании. Выбираем распределительный пункт по типовому проекту ТП 407-3-661.03-ЭМ. Силовые трансформаторы, распределительный щит 0,4 кВ и РУ 10 кВ размещаются в отдельных помещениях. [18]

РУ 6 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 с учетом перехода к напряжению 6 кВ на 10 кВ. [19]

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

Расчетный ток на присоединении ЦРП к п/ст «Западная»:

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\text{р.}\Sigma\text{ЦРП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (8.1)$$

$$I_{\text{расч.}} = \frac{5549}{\sqrt{3} \cdot 6} = 534,58 \text{ А.}$$

Расчетный ток на присоединениях лучей схемы внешнего электроснабжения 6 кВ к ЦРП:

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\text{р.}\Sigma\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (8.2)$$

Для участка 1 – присоединение ТП1-5 к ЦРП-ТП6:

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

$$I_{\text{расч.}} = \frac{4609,63}{\sqrt{3} \cdot 6} = 444 \text{ А.}$$

Для участка 5 – присоединение ТП 7-9 5 к ЦРП-ТП6:

$$I_{\text{расч.}} = \frac{2660,43}{\sqrt{3} \cdot 6} = 256 \text{ А}$$

Расчетный ток на высокой стороне силового трансформатора ТП в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{расч.}} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (8.3)$$

Для ТП с трансформаторами на 630 кВА:

$$I_{\text{расч.}} = 1,4 \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6} = 84,97 \text{ А.}$$

Для ТП с трансформаторами на 1000 кВА:

$$I_{\text{расч.}} = 1,4 \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 134,87 \text{ А.}$$

Принимаем в качестве ячеек на все присоединения ЦРП 6 кВ, ячейки 10 кВ ТП шкафы серии КСО-10-Э1 «Аврора», данные шкафы комплектуются [18]:

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

Намечаем к установке ячейки с вакуумными выключателями ВВ/Тел-10-1000 ISM15\_LD\_2 на  $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

Таблица 8.1 – Выбор выключателей ЦРП-п/ст «Западная»

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_n$	6 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	534,59 А	1000 А
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{отк}}$	16,06 кА	20 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	31,2 кА	51 кА

$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$	20,63 (кА) <sup>2</sup> · с	1200 (кА) <sup>2</sup> · с
---	-----------------------------	----------------------------

Таблица 8.2 – Выбор выключателей ТП1-6 к ЦРП и ТП 6-7 к ЦРП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_n$	6 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_n$	444 А 256 А	1000 А
$I_{п0} \leq I_{отк}$	12,56 кА	20 кА
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	24,43 кА	51 кА
$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$	12,62 (кА) <sup>2</sup> · с	1200 (кА) <sup>2</sup> · с

Так как величины токов КЗ в местах присоединений других подстанций снижаются из-за сопротивлений кабельных линий – раздел 7 ВКР, учтем выбор выключателей на ТП по величине тока КЗ в точке 2, значение для таблицы 8.2:

Таблица 8.3 – Выбор выключателей ТП1-9

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_n$	6 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_n$	84,97А 134,87 А	1000 А
$I_{п0} \leq I_{отк}$	12,56 кА	20 кА
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	24,43 кА	51 кА
$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$	12,56 (кА) <sup>2</sup> · с	1200 (кА) <sup>2</sup> · с

Далее производим выбор трансформаторов тока типа ТОЛ-10:

Таблица 8.4 – Выбор трансформаторов тока ЦРП-п/ст «Западная»

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_n$	6 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_n$	534,59 А	600/5
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	31,2 кА	102 кА

$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$	20,63 (кА) <sup>2</sup> · с	4800 (кА) <sup>2</sup> · с
--	-----------------------------	----------------------------

Таблица 8.5 – Выбор трансформаторов тока ТП1-6 к ЦРП и ТП 6-7 к ЦРП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_H$	6 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_H$	444 А 256 А	500/5 300/5
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	24,43 кА	81 кА
$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$	12,62 (кА) <sup>2</sup> · с	2976,65 (кА) <sup>2</sup> · с

Таблица 8.6 – Выбор трансформаторов тока ТП1-9

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_H$	6 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_H$	84,97А 134,87 А	100 /5 200/5
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	21,75 кА	25,5 кА
$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$	8,12 (кА) <sup>2</sup> · с	1200 (кА) <sup>2</sup> · с

Согласно [11] на подстанциях 110 кВ на стороне НН 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 8.1

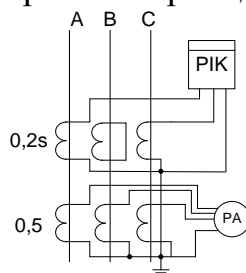


Рисунок 8.1 – Схема включения приборов учета в цепи ТТ выключателей 10 кВ



Проверка по допустимой вторичной нагрузке приводится в таблице 8.7

Таблица 8.7 – Нагрузка обмоток трансформаторов тока ГПП 10 кВ

Обмотка ТТ	Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА		
				фаза за А	фаза за В	фаза С
0,2s	РІК	ЕА02RTХ	1	0,015	0	0,015
0,5	РА	ЦЭ6850М	1	0,1	0	0,1
Итого:				0,115	0	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:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{(I_{2\text{НОМ}})^2}, \quad (8.4)$$

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

По формуле (7.4):

Для обмотки 0,2s:

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

Для обмотки 0,5:

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

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

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (8.5)$$

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{(I_{2\text{НОМ}})^2}, \quad (8.6)$$

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

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов, равное 0,05 Ом. [11]

По формуле (7.6):

Для обмотки 0,2s:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,015}{(5)^2} = 6 \cdot 10^{-4} \text{ Ом};$$

Для обмотки 0,5:

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1}{(5)^2} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

По формуле (7.5):

Для обмотки 0,2s:

$$r_{\text{пр}} = 0,2 - 6 \cdot 10^{-4} - 0,05 = 0,1494 \text{ Ом};$$

Для обмотки 0,5:

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 4 \cdot 10^{-3} - 0,05 = 0,346 \text{ Ом};$$

Допустимое сечение соединительных проводов может быть найдено по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (8.7)$$

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

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

По формуле (8.7):

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  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Произведем выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин ЦРП.

В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения 3хЗНОЛ 06 – 10УЗ. 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 ЦМ120.

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

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

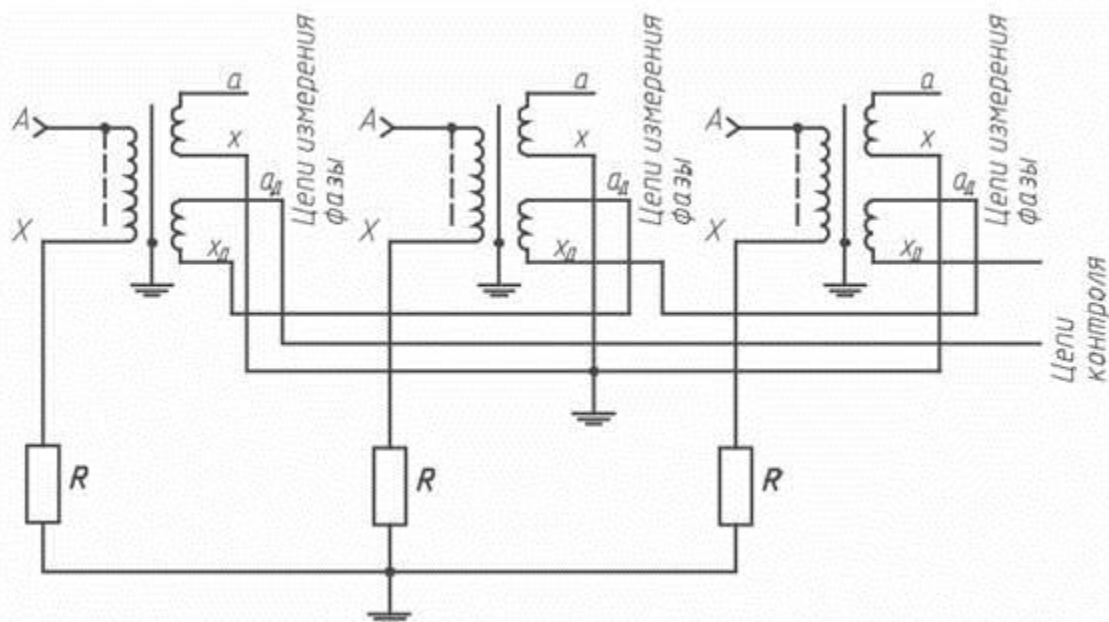


Рисунок 8.2 – Схема подключения приборов к трансформаторам напряжения

Произведем проверку трансформатора напряжения, установленных на шинах ЦРП, по допустимой вторичной нагрузке в таблице 7.8

Таблица 8.8 - 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<sup>2</sup>. На секциях шин ЦРП также устанавливаем трансформаторы напряжения типа 3хЗНОЛ 06 – 10У3.

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

## 8.2 Выбор электрооборудования 0,4 кВ

### 8.2.1 Выбор ВРУ для дома Коммуны 135а

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

При выборе автоматического выключателя согласовывают следующие условия:

- По условиям номинального напряжения

$$U_{\text{ном.ВРУ}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (8.8)$$

- По количеству полюсов (фаз)

- По условиям номинального тока автомата

$$I_{\text{ном.ВРУ}} \geq I_{\text{пик}} \quad (8.9)$$

- По условиям отключения тока ударного трехфазного КЗ:

$$I_{\text{CS}} \geq I_{\text{уд}} \quad (8.10)$$

- По условиям отключения тока трехфазного КЗ:

$$I_{\text{CU}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)} \quad (8.11)$$

- По условиям срабатывания к току однофазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} \geq I_{\text{УМР.мин}} \quad (8.12)$$

- По согласованию с пропускной способностью питающей линии:

$$I_{\text{ном.ВРУ}} \leq I_{\text{доп}} \quad (8.13)$$

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

- кривая В – кратность тока срабатывания УМР лежит в пределах 3-5
  - кривая С – 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:

$$I_{\text{ввод}} = \frac{P_{\text{р.жд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi_{\text{ср}}}, \quad (8.14)$$

где,  $P_{\text{р.жд}}$  – активная мощность жилого дома, определена в пункте 2.2 ВКР, (учитываем нагрузку общественных зданий в доме) кВт;

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

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

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

$$I_{\text{ввод}} = \frac{61,25}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,92} = 96,21 \text{ A}$$

Выберем автоматический выключатель Schneider Electric Compact NS100B

$$400\text{В} \geq 380\text{В}$$

Количество фаз – 3, количество полюсов автоматического выключателя – 3

$$100\text{А} \geq 96,21 \text{ А}$$

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

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

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

$$I_{\text{CS}} \geq I_{\text{кз.мах}}^{(3)}$$
$$25 \text{ кА} \geq 1,67 \text{ кА}$$

По условиям отключения тока трехфазного КЗ:

$$I_{\text{CU}} \geq I_{\text{кз.мах}}^{(3)}$$
$$25 \text{ кА} \geq 1,67 \text{ кА}$$

По условиям срабатывания к току однофазного КЗ:

$$I_{\text{кз.мах}}^{(1)} \geq I_{\text{STR22}}$$
$$0,7 \text{ кА} \geq 0,09 \text{ кА}$$

По согласованию с пропускной способностью питающей линии:

$$90 \leq 99,02 \text{ А}$$

### 8.2.2 Выбор электрооборудования 0,4 кВ на ТП

Согласно каталога 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].

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

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

$$400 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$$

Для вводных автоматических выключателей в ТПЗ:

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

По условиям отключения тока ударного трехфазного КЗ:

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

По условиям отключения тока трехфазного КЗ:

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

### 8.2.3 Выбор электрооборудования для стояка

Расчетный ток в линии стояка:

$$I_{\text{ст}} = \frac{P_{\text{ст}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi_{\text{ср}}}, \quad (8.14)$$

где  $P_{\text{ст}}$  – мощность приходящаяся на один квартирный стояк, в нашем случаи мощность одного подъезда  $P_{\text{п1}}$  пункт 2.2 ВКР, кВт;

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

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

Так как стояк выполняется многожильными проводам и протягивается в конструктивных коробах здания или специализированных гофрах (трубах), следует учесть величину допустимого тока при прокладке таких проводов

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I_{\text{доп}}^{\prime\prime} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}}^{\prime} \quad (8.15)$$

где  $k_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых проводов (для 5 проводов в пучке 0,6);

$k_{\text{т}}$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладываются провода (0,94); [10]

$I_{\text{доп}}^{\prime}$  – величина допустимого тока табличного, для одного медного провода установленного сечения.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Произведем расчет тока в стояке и выбор проводников стояка:

$$I_{ст} = \frac{54,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,92} = 85,6 \text{ А}$$

Выберем медный провод ПуГВ 1x35 с  $I_{доп} = 170\text{А}$ , тогда величина тока с условием прокладки равна:

$$I_{доп}'' = 0,6 \cdot 1,00 \cdot 170 = 102 \text{ А}$$

Данный провод подходит по условиям токовой нагрузки. Выбираем его.

Далее произведем выбор автоматического выключателя в трехфазном исполнении, который устанавливается для защиты стояка:

При выборе автоматического выключателя согласовывают условия (7.8-7.13):

Выберем автоматический выключатель ВА-88-32

$$400\text{В} \geq 380\text{В}$$

Количество фаз – 3, количество полюсов автоматического выключателя - 3

$$100 \text{ А} \geq 85,6 \text{ А}$$
$$I_{УМР.min} = 500\text{А} = 0,5 \text{ кА}$$

Отключающая способность автомата  $I_{CS} = 35 \text{ кА}$

Проверим условия отключения тока ударного трехфазного КЗ значении ударного тока трехфазного КЗ:

$$I_{CS} \geq I_{уд.}$$
$$35 \text{ кА} \geq 1,67 \text{ кА}$$

По условиям срабатывания к току однофазного КЗ:

$$I_{кз.max}^{(1)} \geq I_{УМР.min}$$
$$0,7 \text{ кА} \geq 0,5 \text{ кА}$$

По согласованию с пропускной способностью питающей линии:

$$100 \text{ А} \leq 102 \text{ А}$$

Автоматический выключатель удовлетворяет расчетным параметрам

8.2.4 Выбор автоматического выключателя устанавливаемого в ЩЭ к питаемой квартире:

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Расчетный ток в кабельной линии питающей квартиру:

$$I_{\text{КВ}} = \frac{P_{\text{КВ}}}{U_{\text{Н}} \cdot \cos\varphi_{\text{ср}}}, \quad (8.16)$$

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

$U_{\text{НОМ}}$  - номинальное напряжение сети,  $U_{\text{НОМ}} = 220$  В;

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

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

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

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

Выберем автоматический выключатель Schneider Electric iK60N C 40A 2P

$$230\text{В} \geq 220\text{В}$$

Количество фаз – 1, количество полюсов автоматического выключателя - 2

$$40 \text{ А} \geq 36,6 \text{ А}$$

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

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

По условиям срабатывания к току однофазного КЗ:

$$I_{\text{кз.max}}^{(1)} \geq I_{\text{УМР.min}} \\ 0,70 \text{ кА} \geq 0,2 \text{ кА}$$

По согласованию с пропускной способностью питающей линии:

$$40 \text{ А} \leq 40,3 \text{ А}$$

Автоматический выключатель удовлетворяет расчетным параметрам

Вывод по разделу ВКР: Произведено высоковольтного оборудования 6 кВ, выбрано оборудование 0,4 кВ, и электрооборудование для рассматриваемого жилого дома.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101



## 9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Согласно пункта 2.4.1 РД 34.20.185-94: Коэффициент мощности для линий 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 (коэффициент реактивной мощности 0,43).

Согласно пункта 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. Расчет компенсации производится не будет.

Рассчитаем значение коэффициента реактивной мощности на шинах 10 кВ ЦРП по ранее приведенным формулам:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q_{p.\text{ЦРП}}}{P_{p.\text{ЦРП}}}$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{2497,57}{4955,15} = 0,504$$

Из полученного значения коэффициента реактивной мощности следует, Необходимость расчета реактивной мощности компенсирующего устройства (КУ):

$$Q_{\text{КУ}} = \alpha \cdot P_{p.\text{ЦРП}} \cdot (\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi_{\text{КУ}}) \quad (9.1)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий повышение cosφестественным способом, принимаем 0,9.

$\operatorname{tg}\varphi_{\text{КУ}}$  – коэффициент реактивной мощности после установки КУ.

$$Q_{\text{КУ}} = 0,9 \cdot 4955,15 \cdot (0,504 - 0,43) = 330,16 \text{ кВАр}$$

Принимаем к установке 1 ячейку КСО «Аврора» с конденсаторной установкой выкатанного типа СРЕФС-25-350 и определяем значение фактического коэффициента реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{ф}} = \operatorname{tg}\varphi - \frac{Q_{\text{КУ}}}{\alpha \cdot P_{p.\text{ЦРП}}}$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

$$\operatorname{tg}\varphi_{\phi} = 0,504 - \frac{350}{0,9 \cdot 4955,15} = 0,426$$

Из расчета видно, что значение коэффициента реактивной мощности в период максимума нагрузки соблюдается.

Вывод по разделу ВКР: После расчет ориентировочного значения коэффициента реактивной мощности, принято решение установить БСК на шины ЦРП 6 кВ. Показатель улучшен до необходимого значения

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

## 10 ГАЗОВАЯ И ТЕПЛОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМГ-1000

### 10.1 Организация защит

Для защиты понижающих трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ в соответствии с требованиями ПУЭ [1] предусматриваются следующие основные типы релейной защиты:

1. Максимальная токовая защита от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал (защита от перегрузки). Устанавливается на трансформаторах, начиная с мощности 400 кВА, у которых возможно возникновение перегрузки после отключения параллельно работающего трансформатора или при подключении дополнительной нагрузки в результате действия сетевого или местного устройства АВР.

2. Максимальная токовая защита (селективная токовая защита) – от внешних КЗ, т.е. от повреждений на шинах щита НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных и коммутационных аппаратов).

3. Токовая отсечка без выдержки времени (мгновенная токовая отсечка) – от КЗ всех видов на выводах трансформатора, а также от внутренних повреждений.

4. Газовая защита – от всех видов повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также от понижения уровня масла в баке. Газовая защита устанавливается на внутрицеховых понижающих трансформаторах мощностью 630 кВА и более, на остальных начиная с мощности 1000 кВА и более.

5. Специальная токовая защита нулевой последовательности – от однофазных КЗ на землю в сети НН (при недостаточной чувствительности к КЗ в зонах дальнего резервирования), работающих с глухозаземленной нейтралью.

6. Специальная резервная максимальная токовая защита – от междуфазных КЗ в сети НН (при недостаточной чувствительности к КЗ в зонах дальнего резервирования максимальной токовой защиты по п. 2)

7. Контроль температуры изоляции (обмоток).

### 10.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке. Согласно [10, п. 3.2.53] газовая защита устанавливается на внутрицеховых понижающих трансформаторах мощностью 630 кВА и более, на остальных – начиная с мощности 1000 кВА и более.

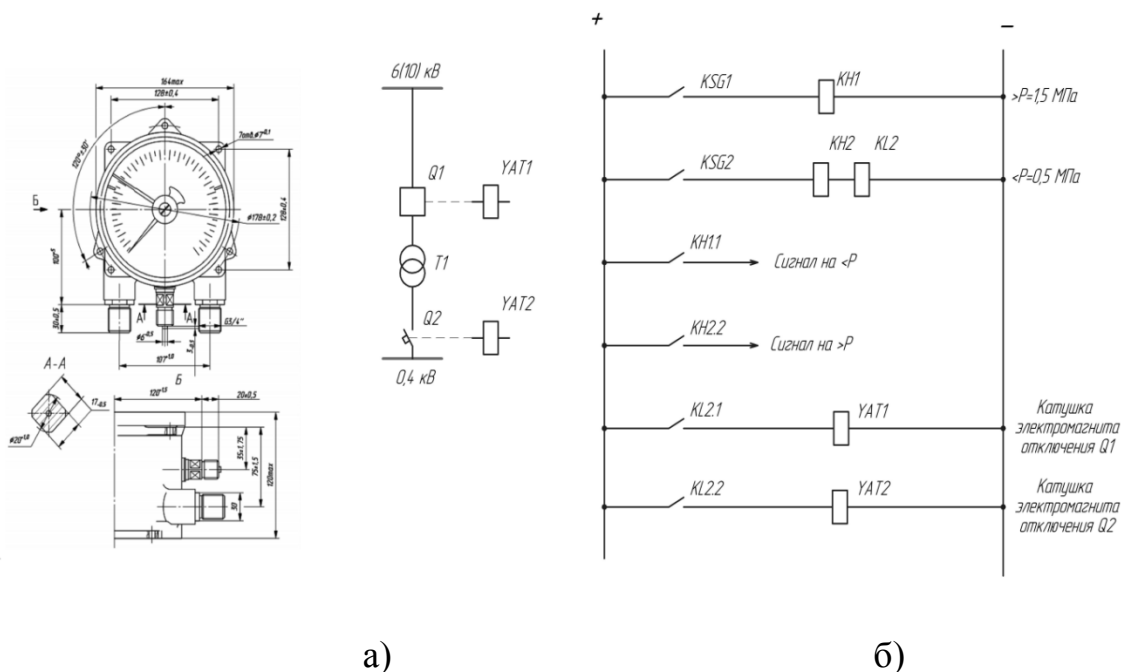
ТМГ – трансформатор масляный, герметичного исполнения, без расширителя. Температурные изменения объема масла компенсируются изменением объема гофров бака или радиаторов за счет их пластичной деформации.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы и т.д.) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла (или охлаждающего диэлектрика) с образованием газов. В результате, в трансформаторах с герметичной конструкцией бака (типа ТМГ, ТМЗ, ТНЗ) повышается давление.

При утечке или уходе масла из трансформатора по каким-либо причинам (повреждения бака или охлаждающих радиаторов, неисправности с запорными вентилями и др.) снижается уровень масла в баке. В результате масло уходит из расширителя, либо в герметичных конструкциях создаётся разрежение (снижается давление).

Эти физические процессы используются для построения газовой защиты силовых трансформаторов.



а) б)  
Рисунок 10.1 – Мановакуумметр ДА2005 и схема работы газовой защиты

На трансформаторах типа ТМГ, ТМЗ, ТНЗ газовая защита выполняется с использованием мановакуумметров – приборов, измеряющих давление (рисунок 10.1 а). При возникновении повреждения в таких трансформаторах давление внутри бака растёт, а при утечке масла снижается. Мановакуумметр имеет двухстороннюю шкалу с отметкой по середине, соответствующей нормальному давлению, равному 1 атмосфере (атм.). Шкала вправо от 1 атм. соответствует повышению давления, а шкала влево – понижению. На отметках шкалы, например, 1,5 и 0,5 атм. устанавливаются контакты. При повышении давления, когда стрелка мановакуумметра доходит до значения 1,5 атм. или более, замыкается контакт, формируя сигнал о ненормальной работе трансформатора. Аналогично при снижении давления, когда стрелка доходит

до значения 0,5 атм. или менее, замыкается другой контакт, формирующий сигнал об утечке масла из бака.

Схема работы газовой защиты представлена на рисунке 10.1 б, и устроена по следующему алгоритму. Когда происходит утечка масла и давление в трансформаторе понижается, стрелка мановакуумметра доходит до отметки давления 0,5 и замыкается контакт KSG1, подается сигнал о понижении давления. Когда происходит короткое замыкание, давление в трансформаторе повышается и на отметке 1,5 замыкается контакт KSG2, который подает напряжение на промежуточное реле KL2 и КН2. Нормально открытые контакты KL1 и KL2 замыкают цепи электромагнитов YAT1 и YAT2 выключателей Q1 и Q2 установленного на высокой и низкой сторонах трансформатора соответственно. Контакт КН2.1 замыкает цепь сигнализации, и подает сигнал о повышении давления

### 10.3 Тепловая защита трансформатора

Защита от тепловой перегрузки (ANSI 49RMS). Защита от тепловых перегрузок используется для защиты кабелей напряжением 6–10 кВ и силовых трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ на основе измерений фазных токов. Длительные перегрузки повышают их температуру, что может привести к преждевременному повреждению (пробою) изоляции кабелей или трансформаторов. Эта защита основана на формировании тепловой модели, которая применяется для вычисления нагрева с помощью измерений тока. Для этой функции защиты используется действующее значение трехфазного тока, который учитывает все гармоники до 13-й включительно при частоте сети 50 Гц.

Для выполнения функции защиты требуются три уставки:

1. Максимально допустимый ток, который соответствует максимальной термической устойчивости защищаемого устройства (этот максимально допустимый ток соответствует 100%-му нагреву).
2. Уставка по постоянным времени нагрева и охлаждения устройства.
3. Аварийная ступень, выраженная в процентах от максимально допустимого нагрева (уставка сигнализации).

На рисунке 9.2 показан алгоритм действия защиты 49RMS. Три фазных тока подаются на вход устройства защиты, которое сначала определяет эквивалентный ток  $I(t)$ .

В блоке расчёта нагрева задаются уставки:

- Максимальный допустимый ток  $I_S$ , который может достигать до 240 % номинального тока кабеля или трансформатора.
- Постоянные нагрева ТНАГР и охлаждения  $T_{охл}$  кабеля или трансформатора. Типовые значения постоянных времени для подземных кабелей составляют 20–60 минут, для наружных – 10–40 минут.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Для силовых трансформаторов сетей среднего напряжения типовые значения постоянных времени составляют 20–40 минут. [23]

Эти технические данные должны предоставляться производителем. Основные принципы представления вычисления нагрева элементов сети (кабелей и трансформаторов) представлены на рисунках 9.3 и 9.4



Рисунок 10.2 Алгоритм действия защиты 49RMS

Фрагмент инструкции на 49RMS (принцип вычисления нагрева):

Нагрев вычисляется с помощью формулы, определенной стандартом МЭК 660255 – 3. Он пропорционален квадрату принятого тока и зависит от предыдущего состояния нагрева. Он выражается с помощью следующего уравнения:

$$E(t) = E(t - \Delta t) + \left(\frac{I(t)}{I_s}\right)^2 \cdot \frac{\Delta t}{T} - E(t - \Delta t) \cdot \frac{\Delta t}{T} \quad (10.1)$$

где:  $E(t)$  — значение нагрева во время  $t$ ;

$E(t - \Delta t)$  — значение нагрева во время  $(t - \Delta t)$ ;

$I(t)$  — значение тока, измеренного во времени  $t$ ;

$I_s$  — значение регулируемой ступени, выраженное как допустимый ток;

$T$  — постоянная времени нагрева/охлаждения.

Термин  $\left(\frac{I(t)}{I_s}\right)^2 \cdot \frac{\Delta t}{T}$  выражает теплопередачу тока  $I(t)$ .

Термин  $E(t - \Delta t) \cdot \frac{\Delta t}{T}$  выражает естественное охлаждение устройства.

В стабильном состоянии для тока  $I$  нагрев составляет:  $E = \left(\frac{I}{I_s}\right)^2$ .

Защита будет активирована, если нагрев превысит 100%.

Фрагмент инструкции на 49RMS (вычисление времени пуска):

При непрерывном токе, который как минимум вдвое превышает уставку отключения, время отключения для функции защиты ANSI 49 RMS можно вычислить с помощью следующего уравнения:

$$t = T \cdot \ln \left( \frac{\frac{I^2}{I_s^2} - E_0}{\frac{I^2}{I_s^2} - 1} \right) \quad (10.2)$$

где:  $I$  — кратковременный ток (до трех фазных токов);  
 $I_s$  — регулируемая степень допустимого тока;  
 $T$  — постоянная времени нагрева/охлаждения;  
 $E_0$  — начальный нагрев до применения перегрузки;  
 $\ln(\ )$  — функция натурального логарифма.

Если нагрев  $E_0$  является результатом тока постоянной нагрузки  $I_{ch}$ , его значения вычисляется с помощью следующего уравнения:

$$E_0 = \left( \frac{I_{ch}}{I_s} \right)^2 \quad (10.3)$$

В приведенной ниже таблице указан нагрев, достигнутый при токе постоянной нагрузки  $I_{ch}$ :

Таблица 10.1 – Зависимость нагрева от тока постоянной нагрузки

$I_{ch}/I_s$	Нагрев (%)
1	100
0,9	81
0,8	64
0,7	49
0,6	36
0,5	25
0,4	16
0,3	9

Постоянные нагрева зависит от начального состояния нагрева кабеля в процентах, которые могут взяты из типовых кривых, представленных в инструкции на RMS49, в общем случаи постоянная нагрева для кабеля определяется исходя из типа кабеля (его допустимой температуры в нормальном режиме работы) и определяется выражением:

$$\theta_n = \theta_0 + (\theta_{н.доп} - \theta_{от}) \cdot \frac{I^2}{I_{доп}^2} \quad (10.4)$$

где:  $\theta_0$  — температура окружающей среды;  
 $\theta_{н.доп}$  — допустимая температура нагрева в длительном режиме;  
 $I_{доп}$  — допустимое значение длительного тока для проводника (табличное значение);

$\theta_{0T}$  — табличное значение температуры окружающей среды (25 °С).

Уставка аварийного нагрева  $E_{АВАР} = 50-100$  % задаётся на один из входов блока аварийной сигнализации.

Если нагрев кабеля или силового трансформатора превышает предельное значение, равное 100 %, то устройство защиты формирует сигнал на их отключение.

Вывод по разделу ВКР: Было разобрано устройство газовой и тепловой защиты трансформатора ТМГ-1000

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109



## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 11.1 Общие положения

В современных условиях, при наличии разнообразных опасных для людей воздействий электрического тока, электромагнитного поля, электрических разрядов и электрической дуги необходимо на должном уровне обеспечить защиту персонала электrorаспределительных объектов. Для этого необходимо применить комплексный подход, включающий организационные мероприятия, технические мероприятия по электробезопасности, а также мероприятия, связанные с применением специальных средств защиты.

Согласно [10,24] электробезопасность должна обеспечиваться:

- Организационными мероприятиями, обеспечивающим безопасное проведение работ в действующих электроустановках, относятся:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, предусмотренных правилами.

- допуск к работе;

- надзор во время работы;

- оформление перерыва в работе, изменения в составе бригады, перевода на другое место, окончания работы.

- Конструкцией электроустановок;

- Техническими мероприятиями средствами защиты:

Технические мероприятия обеспечивающие безопасность работ

При подготовке рабочих мест должны выполняться технические мероприятия по обеспечению электробезопасности. К техническим мероприятиям относятся:

- производство отключений;

- вывешивание плакатов и ограждение рабочего места;

- проверка отсутствия напряжения;

- наложение заземлений.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности. Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям на ТП должны быть применены следующие способы и средства защиты:

-защитные оболочки;

-защитные ограждения ячеек (временные или стационарные);

-безопасное расположение токоведущих частей;

-изоляция токопроводящих частей,изоляция рабочего места;

-предупредительная сигнализация, блокировки, знаки безопасности.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, должны быть применены:

- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущим частей;
- контроль изоляции;
- средства индивидуальной защиты.

Трансформаторная подстанция - объект повышенной опасности с точки зрения поражения обслуживающего персонала электрическим током, электрической дугой, электромагнитным полем и статическим электричеством. В связи с этим на трансформаторных подстанциях необходимо соблюдать правила технической эксплуатации, техники безопасности и охраны труда.

#### 11.2 Обеспечение безопасности работ на электроустановках напряжением 10/0,4 кВ

Работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту, а также другие виды работ по электрооборудованию выполняются в соответствии с [25]. В связи с опасностью для жизни и здоровья людей при выполнении многих видов работ, системой охраны труда предусматриваются организационные мероприятия по обеспечению их безопасности. Оформление работ нарядом- допуском, распоряжением или в порядке текущей эксплуатации, является основой таких мероприятий. Виды работ в действующих электроустановках, которые производят по распоряжению:

- переключение кабеля до 0,4 кВ;
- подтяжка и зачистка контактов на оборудовании 0,4 кВ;
- монтаж, проверка, регулировка оборудования связи, защиты, телемеханики до 0,4 кВ;
- замена предохранителей 0,4 кВ;
- уборка помещений ТП;
- проверка фазировки;
- проверка изоляции мегаомметром.

Работы, выполняемые по наряду-допуску:

- обслуживание осветительных устройств, выполняют не менее двух человек, один из которых имеет 3-ю группу допуска по электробезопасности;
- обслуживание коммутационных аппаратов с их последующим пуском;
- перекладка кабеля, если он находится под напряжением;
- испытания электрооборудования, в том числе вне электроустановок с использованием передвижной испытательной установки;

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

- работы во вторичных цепях, устройствах релейной защиты, автоматики и т.п, при их расположении в распределительных устройствах;
- неотложные работы, более 1 часа по времени, с участием более трех работников.

Рассмотрим список работ, которые производятся в порядке текущей эксплуатации.

Со снятием напряжения:

- работы в электроустановках с односторонним питанием;
- ремонт контакторов, пускателей, автоматических выключателей, пусковых кнопок, рубильников, установленных вне РУ сборок, щитов;
- ремонт отдельных электрокалориферов;
- замена ламп, чистка светильников, ремонт осветительной арматуры, электропроводки, электроустановочных изделий на высоте до 2,5 метров с постоянных приспособлений;
- смена предохранителей в сборках, щитах;
- установка, снятие электросчетчиков, средств измерения, других приборов.

Без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них:

- проверка отсутствия напряжения в осветительной цепи, коммутационной аппаратуре 0,4 кВ;
- замена пробочных предохранителей.

Все выполненные в порядке текущей эксплуатации работы, должны записываться в оперативный журнал. При наличии вышестоящего оперативного персонала, его уведомляют о месте работы, ее характере, начале, окончании.

### 11.3 Планировка и конструктивная часть ТП

Местоположение ТП, согласно требованиям [10], определяется местоположением центра электрических нагрузок зданий, питающихся от соответствующей ТП, особенностями планировочных решений по микрорайону, маршрутами коммуникаций и розы ветров данного района.

Оборудование ТП располагается таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта оборудования. Расстояния оборудования сведены в таблицу 10.1.

Таблица 11.1 - Расстояния от токоведущих частей

Наименование расстояния	Расстояние по ПУЭ, мм	Фактическое расстояние, мм
От трансформатора до боковых стен.	600	885
От трансформатора до задних стен.	600	700
Ширина свободного коридора между ячейками КРУ	1000	1700
Расстояние между стеной и ячейками	800	900

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Питание щита 0,4 кВ осуществляется через автоматический выключатель. Сечение сборных шин щита 0,4 кВ принято с учетом загрузки трансформатора на 1,4 от номинальной величины с проверкой на динамическую и термическую устойчивость при трехфазном коротком замыкании [13].

В ТП предусматривается установка следующих измерительных приборов:

- амперметров на отходящих линиях 0,4 кВ;
- вольтметров на секции шин 0,4 кВ;
- амперметров на стороне 0,4 кВ силовых трансформаторов.

Для облегчения визуальной дифференциации арматура изоляторов РУ-10 кВ и шин ТП должна быть окрашена в желтый, зеленый и красный цвета (фаза А, В, С) [9]. Все кабели ТП в местах присоединения обязательно должны иметь таблички с адресом, маркой и сечением.

Вводы линий 10 кВ и 0,4 кВ имеют кабельное исполнение. Для удобства прокладки кабелей в РУ-10 и 0,4 кВ предусматривается устройство двойного пола. Светильники и трубы электропроводки освещения в РУ-10 кВ крепятся металлоконструкциями шинных мостов. В целях безопасности светильники и шинные мосты снизу закрыты кожухом.

Для осуществления вентиляции в камерах трансформаторов предусмотрены жалюзийные решетки в створках ворот и над воротами, а также вентиляционная диафрагма, металлическая конструкция которой используется для крепления шин, идущих от трансформаторов в РУ-10 и 0,4 кВ. Согласно [6, п. 4.2.222], стенки вентиляционных каналов и шахт должны быть выполнены из материалов с пределом огнестойкости не менее 45 мин.

#### 11.4 Защитные средства для персонала, находящиеся в ТП

Все защитные средства, принятые в эксплуатацию, проходят систематическую проверку и испытания согласно [25]. Нормы комплектования средствами защиты персонала сведены в таблицу 12.2.

Двери РУ-10 и 0,4 кВ, ворота камер трансформаторов выполнены металлическими, закрывающимися на замки дверьми. Ключи от электроустановок, а также от распределительных щитов и сборок, находятся у дежурного персонала либо у административно-технического персонала. Ключи пронумерованы, один комплект запасной. Для предотвращения неправильных операций при обслуживании и ремонте оборудования в РУ-10 кВ предусматриваются оперативные блокировки, исключающие возможность:

- включения выключателей нагрузки и разъединители на включенные заземляющие ножи сборных шин;
- включение заземляющих ножей сборных шин на ошиновку, не отделенную разъединителем от ошиновки, находящейся под напряжением.

Таблица 11.2 - Нормы комплектования средствами защиты персонала для э/у свыше 1000В

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная) 10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 10 кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности	По местным условиям
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Таблица 11.3 - Нормы комплектования средствами защиты персонала для э/у до 1000В

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная) 1кВ	По местным условиям
Указатель напряжения 1кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пар
Диэлектрические галоши	2 пара
Д/Э ковер и изолир. подставка	По местным условиям
Защитные ограждения (щиты)	По местным условиям
Плакаты и знаки безопасности	По местным условиям
Переносные заземления	По местным условиям
Защитные щитки или очки	1 шт.

В камерах КСО-Аврора предусмотрены следующие оперативные блокировки:

- блокировка, не допускающая включение заземляющих ножей при включенных главных ножах выключателя нагрузки или разъединителя;
- блокировка, не допускающая включение главных ножей выключателя нагрузки или разъединителя при включенных заземляющих ножах

## 11.5 Защита от волн перенапряжения и молниезащита

Для защиты обмоток силовых трансформаторов от волн перенапряжений, приходящих с линий 0,4 кВ при наличии кабельно-воздушных линий, не экранируемых зданиями, в камерах трансформаторов на вводах 0,4 кВ устанавливаются ОПН 0,4кВ. Молниезащита ТП осуществляется в соответствии с [10,26].

Здания ТП принадлежат по устройству молниезащиты ко II категории.

Для защиты здания ТП от прямых ударов молнии на крыше здания ТП выполняется молниеприемная сетка по периметру крыши с двумя спусками, соединенными с наружным контуром заземления здания ТП. Молниеприёмная сетка выполняется круглой сталью диаметром 8 мм, шаг ячеек сетки 6х6 м, узлы сетки соединены с помощью сварки. Спуски молниеприёмной сетки к наружному контуру заземления ТП выполняются круглой сталью диаметром 8 мм.

По стене спуски прикреплены через 0,5 м, до высоты 2 м спуски защищены уголком. Для защиты обмоток силовых трансформаторов от волн перенапряжений, приходящих с линий 0,4 кВ при наличии кабельно-воздушных линий, не экранируемых зданиями, в камерах трансформаторов на вводах 0,4 кВ устанавливаются ограничители перенапряжений ОПНп-10 III УХЛ1.

Молниезащиту трансформаторной подстанции выполняют следующим образом: с диаметрально противоположных сторон выполняют связь кровли с наружным контуром заземления, т.е. в местах ввода стальной полосы в здание ТП.

На разрезе вторая связь кровли с заземлителем не показана. В других случаях необходимо запроектировать молниеприемник на кровле здания ТП.

Проложенная полоса заземления по наружной стене здания должна быть защищена от механических повреждений и коррозии согласно [10, п.1.7.130]

## 11.6 Заземляющее устройство ТП

Для обеспечения нормальной работы и безопасности обслуживания на ТП выполняют заземление: наружный контур заземления, заземляющие проводники, которые прокладывают внутри помещения и по территории ТП.

Заземление выполняет функцию рабочего заземления, необходимого по условиям эксплуатации. Для этого все металлоконструкции и металлические части электрооборудования соединяют с заземлением.

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ, общее сопротивление заземляющего контура должно быть не более 4 Ом при удельном сопротивлении грунта не более 100 Ом·м [10]. Заземляющее устройство выполняется углубленными заземлителями из полосовой стали 4х40, укладываемой на дно котлована по периметру фундамента здания ТП на расстоянии не менее 300 мм от фундамента,

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

а также вертикальными электродами диаметром 18 мм, длиной 5 м, расположенными вокруг здания ТП и связанными между собой и с углубленным контуром полосовой сталью 4x80. Связь внутреннего контура заземления ТП с наружным контуром выполняется в 2-х местах полосовой сталью.

В качестве магистралей заземления используются все опорные металлоконструкции. Для этой цели все опорные металлоконструкции в местах стыков и в торцах должны быть соединены электросваркой между собой полосовой сталью сечением 4x40 мм.

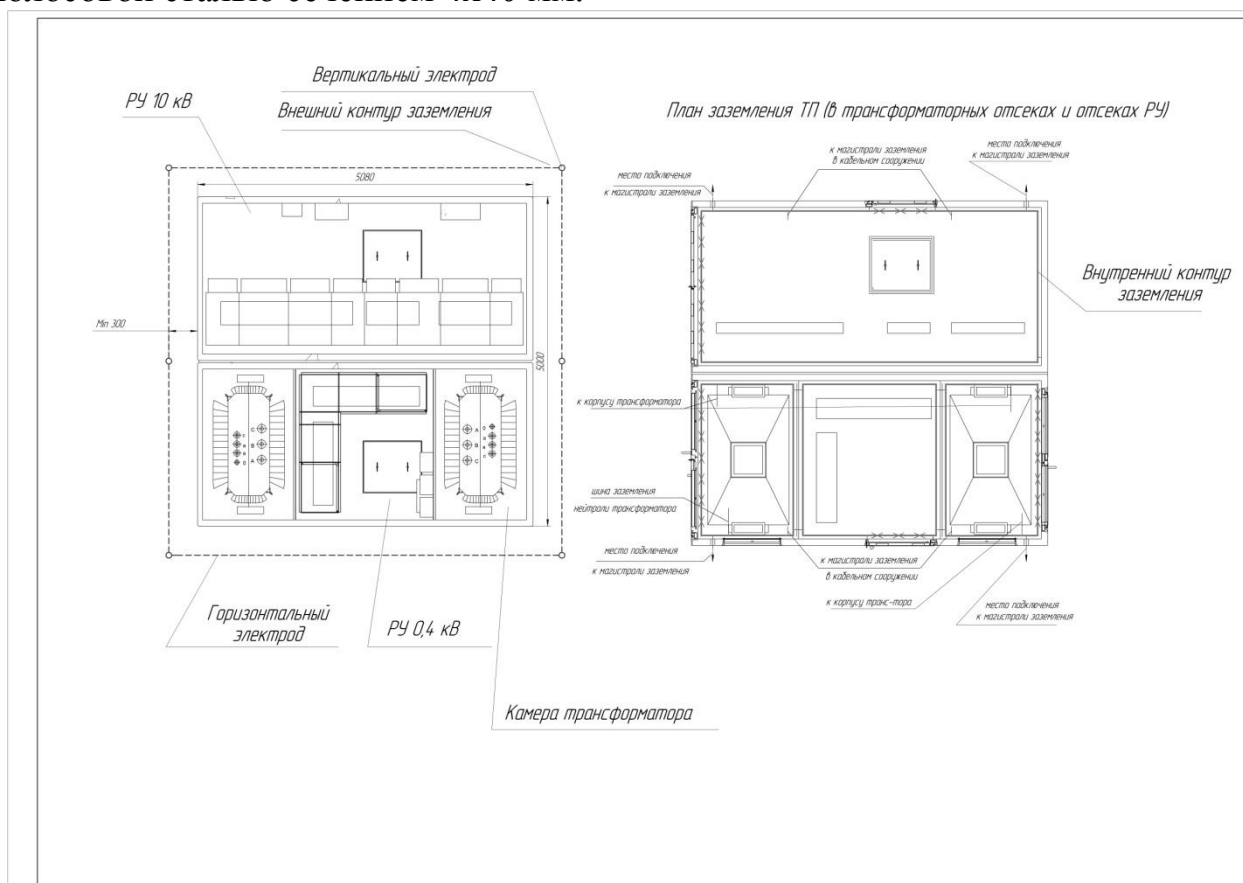


Рисунок 11.1 – Внешний вид ТП с контуром заземления внутри и снаружи здания

Сопротивление одного вертикального электрода определяем по выражению:

$$R_B = \frac{\rho_r}{l} \quad (11.1)$$

где  $\rho_r$  - удельное сопротивление грунта, которое определяется 100 Ом·м, (тип почвы - суглинок);

$l$  – длина электрода (5 м)

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

$$R_B = \frac{100}{5} = 20 \text{ Ом}$$

Тогда суммарное сопротивление вертикальных заземлителей определяется выражением:

$$R_{з.в.} = \frac{R_B}{n \cdot \eta_B} \quad (11.2)$$

где  $n$  – количество принятых электродов – 6 шт.

$\eta_B$  – коэффициент учитывающий экранирование электродов соседними, который зависит от количества вертикальных и отношения расстояния между ними.

Для 6 электродов  $\eta_B = 0,58-0,65$  принимаем наибольшее значение

Тогда:

$$R_{з.в.} = \frac{20}{6 \cdot 0,65} = 5,12 \text{ Ом}$$

Определяем расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов по формуле.

$$R_{р.г.э} = \frac{\rho_r}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{l^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \quad (11.3)$$

где  $l$  – общая длина горизонтальных электродов – внешний и внутренний контур (величина взята из конструктивного чертежа) - 21,2+22 м, м;

$t$  – расстояние до поверхности земли, м;

$b$  – ширина полосы, м.

$$R_r = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 43,20} \cdot \ln \frac{43,20^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,3} = 4,66 \text{ Ом}$$

Экранирование полосы другими электродами учитывается коэффициентом использования горизонтального электрода  $\eta_r$  который зависит от количества полос расстояния между ними и их длин.

Согласно [17]  $\eta_r$  для 4 электродов равно 0,45, а для 8 электродов 0,36, произведем интерполяцию коэффициента для 6 электродов

$$\eta_r = 0,41$$

Тогда уточненное значение сопротивления горизонтального заземлителя равно:

$$R_r = \frac{R_r}{\eta_r} = \frac{4,66}{0,41} = 11,36 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление заземлителя подстанции:

$$R_{общ.} = \frac{R_{в.з} \cdot R_{г.з}}{R_{в.з} + R_{г.з}} \quad (11.4)$$

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117



$$R_{\text{общ.}} = \frac{5,12 \cdot 11,36}{5,12 + 11,36} = 3,53 \text{ Ом}, (3,53 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом})$$

Полученное сопротивление  $R_{\text{общ.ТП}} < 4 \text{ Ом}$ , т.е. рассчитанный заземлитель удовлетворяет всем необходимым требованиям.

### 11.7 Пожаробезопасность на ТП

Согласно в ТП 10/0,4 кВ автоматические системы пожаротушения и пожарной сигнализации предусматриваются согласно рабочей документации на БКТП (Прибор приемно-контрольный охранно-пожарный ППКОП Гранит-2)

Согласно [27, приложение 11 п.6] подстанции без обслуживающего персонала первичными средствами пожаротушения не обеспечиваются, кроме ящиков с песком у трансформаторов и баковых масляных выключателей.

На автомобилях оперативно-выездной бригады (ОВБ) должно быть не менее четырех углекислотных или порошковых огнетушителей массой не менее 5 кг каждый.

В соответствие с [28], помещения подстанции относятся к следующим категориям:

- Трансформаторные камеры с маслонаполненными трансформаторами - В1;

- Закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями - В4; С целью предупреждения возникновения пожара на трансформаторных подстанциях предусматриваются следующие технические мероприятия и решения:

- электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не нагружаются выше

- допустимых пределов, а при КЗ имеют достаточную термическую стойкость;

- в ТП -10 кВ применены выключатели вакуумные ВВ/Тел ;

- силовые трансформаторы мощностью 1000 кВА оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение;

- фундаменты под трансформаторы ТМГ-1000/10/0,4 выполнены из негорючих материалов.

- здание ТП и камеры трансформаторов собственных нужд выполнены по II степени огнестойкости.

- перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из негорючих материалов в уровень с чистым полом помещения;

- для локализации очагов пожара в здании ТП должны быть средства пожаротушения огнетушители ОУ-8 - 2 шт. и ящик с песком - 2 шт. (емкость 0,5 м<sup>3</sup>);

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

## 11.8 Освещение ТП

В ТП должно быть предусмотрено рабочее освещение на напряжение 220 В и ремонтное освещение на напряжение 36 В.

Питание сети электроосвещения принято от группового щитка, который через переключатель ПКП может быть подключен к I или II секции шин щита 0,4 кВ. Переключатель и групповой щиток устанавливаются на стене РУ-0,4 кВ. Питание ремонтного освещения предусматривается через понижающий трансформатор 220/36 В.

Выберем освещение для трансформаторной подстанции исходя из площадей занимаемых помещений БКТП:

$$\begin{aligned}S_{РУ6} &= 4,9 \cdot 2,48 = 12,5 \text{ м}^2 \\S_{РУ0,4} &= 2,08 \cdot 2,48 = 5,16 \text{ м}^2 \\S_{к.тр} &= 1,3 \cdot 2,48 = 3,22 \text{ м}^2\end{aligned}$$

Высота помещения в БКТП равна  $H_p = 3,24$  м

По нормам освещенности для ТП принимаем 200 лк, Согласно СП 52.13330.2011, - в шкафах должно быть предусмотрено местное освещение согласно СТО 70238424.29.240.10.009-2011.

Тогда определим величину расчетного светового потока лампы:

$$\Phi_p = \frac{E_n \cdot S_{\text{пом.ТП}} \cdot K_3 \cdot K_{\text{п}}}{H_p \cdot N \cdot \eta} \quad (11.5)$$

где  $K_3$ - коэффициент учитывающий загрязнение отражателя светильника, 1,4

$K_{\text{п}}$ - коэффициент учитывающий потерю света от конфигурации помещения, 1,5

$N$  – количество ламп -шт ;

$\eta$  –КПД светильника 0,52

$S_{\text{пом.ТП}}$  – площадь помещений ТП,  $\text{м}^2$ .

Произведем расчет для помещения РУ 6 кВ:

$$\Phi_p = \frac{200 \cdot 12,5 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{3,24 \cdot 2 \cdot 0,52} = 1558,05 \text{ лм}$$

Выбираем лампу светодиодную 10Вт ESS LEDBulb 10-85W E27 3000K тепл., мат. 929001278787 Philips со световым потоком 900 лм в светильнике НСП-57 во взрывозащищенном исполнении для помещений с пожароопасностью.

Тогда уточненное количество светильников:

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

$$N = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\text{свет}}} = \frac{1558,05}{900} = 1,73 \rightarrow 2 \text{ шт.}$$

Произведем расчет для помещения РУ 0,4 кВ:

$$\Phi_p = \frac{200 \cdot 5,16 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{3,24 \cdot 1 \cdot 0,52} = 1286,33 \text{ лм}$$

Выбираем лампу светодиодную Лампа светодиодная 12Вт ESS LEDBulb 12-95W E27 6500K хол., 929001279687 Philips со световым потоком 1250 лм в светильнике НСП-57 во взрывозащищенном исполнении для помещений с пожароопасностью.

Тогда уточненное количество светильников:

$$N = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\text{свет}}} = \frac{1286,33}{1250} = 1,02 \rightarrow 1 \text{ шт.}$$

Произведем расчет для камеры трансформатора:

$$\Phi_p = \frac{200 \cdot 3,22 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{3,24 \cdot 1 \cdot 0,52} = 802,7 \text{ лм}$$

Выбираем лампу светодиодную Лампа светодиодная Лампа светодиодная Philips 9Вт ESS LEDBulb 9-85W A60 E27 871869673753800 со световым потоком 800 лм в светильнике НСП-57 во взрывозащищенном исполнении для помещений с пожароопасностью.

Тогда уточненное количество светильников:

$$N = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\text{свет}}} = \frac{802,7}{800} = 1,003 \rightarrow 1 \text{ шт.}$$

Вывод по разделу ВКР: В данном разделе были рассмотрены технические мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

## 12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В разделе 5 было проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов схем внешнего электроснабжения. Годовые приведенные затраты по варианту схемы внешнего электроснабжения кольцевой (вариант 1) на 62% дороже, чем затраты по варианту с схемы внешнего электроснабжения двухлучевой схемы (вариант 2). В таблице 10.1. приведены основные технико-экономические показатели вариантов.

Таблица 12.1– Сравнение технико-экономических показателей вариантов

Вариант	Капитальные затраты К, тыс. руб.	Приведенные капитальные затраты СК·Е, тыс. руб./год	Потери э/э ΔА, кВт·ч	Стоимость потерь э/э Сэ, тыс. руб./год	Приведенные затраты З, тыс. руб./год
1	1 486 925,70	178 431,08	434,21	1 768,09	179 877,43
2	889 235,26	106 708,23	174,35	709,96	107 418,20

### 12.1 SWOT – анализ вариантов проекта системы электроснабжения микрорайона г. Челябинска

Качественный подход к описанию рисков заключается в детальном и последовательном рассмотрении содержательных факторов, несущих неопределенность, и завершается формированием причин основных рисков и мер по их снижению. Одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних благоприятных возможностей и угроз является SWOT–анализ.

Далее представлены два варианта SWOT–анализа для проекта системы электроснабжения рассматриваемого микрорайона г. Челябинска:

- без реализации проекта внедрения двухлучевой схемы внешнего электроснабжения;

- с учетом реализации проекта внедрения двухлучевой схемы внешнего электроснабжения. Таким образом, анализ показал, что реализация проекта внедрения двухлучевой схемы внешнего электроснабжения дает предприятию (сбытовой компании) больше возможностей и при этом уменьшается угроза со стороны внешней среды.

Достоинством реализации проекта является то, что предприятие становится более конкурентоспособным на российском рынке.

Недостатком реализации проекта является то, что предприятию необходимо осуществить дополнительные расходы на покупку и монтаж электрооборудования.

Таблица 12.2 - SWOT-анализ применения кольцевой схемы

<b>S:</b>	<b>W:</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Применение меньшего количества кабельных линий и ячеек РУ;</li> <li>2. Более простая электрическая схема;</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Менее надежная схема;</li> <li>2. Морально устаревшая схема;</li> <li>3. Большая потеря электроэнергии при выходе из строя элемента сети;</li> <li>4. Из-за сложности схемы РЗ большее время протекания тока КЗ</li> </ol>
<b>O:</b>	<b>T:</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Применение нестандартных схем релейной защиты, как предпосылки для цифровизации и автоматизации распределительных сетей</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность полного отключения потребителя при повреждении кабельной траншеи</li> </ol>

SWOT-анализ применения двухлучевой схемы представлен в таблице 12.3.

Таблица 12.3 SWOT-анализ применения двухлучевой схемы

<b>S:</b>	<b>W:</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Более надежная схема;</li> <li>2. Меньшая потеря электроэнергии при выходе из строя элемента сети и плановых отключениях;</li> <li>3. Стандартные схемы релейной защиты;</li> <li>4. Меньшее время протекания тока КЗ и как следствие меньшее сечение КЛ.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Схема более дороже в сравнении с кольцевой;</li> <li>2. РУ больше, и как следствие больше отчуждаемой территории. В условиях города является достаточно существенной проблемой</li> </ol>
<b>O:</b>	<b>T:</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Питания потребителей первой категории при наличии необходимых средств автоматики</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможные потери инвестиций из-за слишком высоких капитальных затрат.</li> </ol>

Вывод: двухлучевая схема оказывается лучшим вариантом, т.к. является более надежной и имеет больше сильных сторон.

## 12.2 Планирование целей проекта в дереве целей

Дерево целей представляет собой структурную модель, которая показывает соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения сверхзадача высшего уровня, или миссия предприятия, делится на проектные цели его подразделений (в том числе, энергохозяйства), операционные цели исполнителей. Дерево целей представлено на рисунке 11.1.

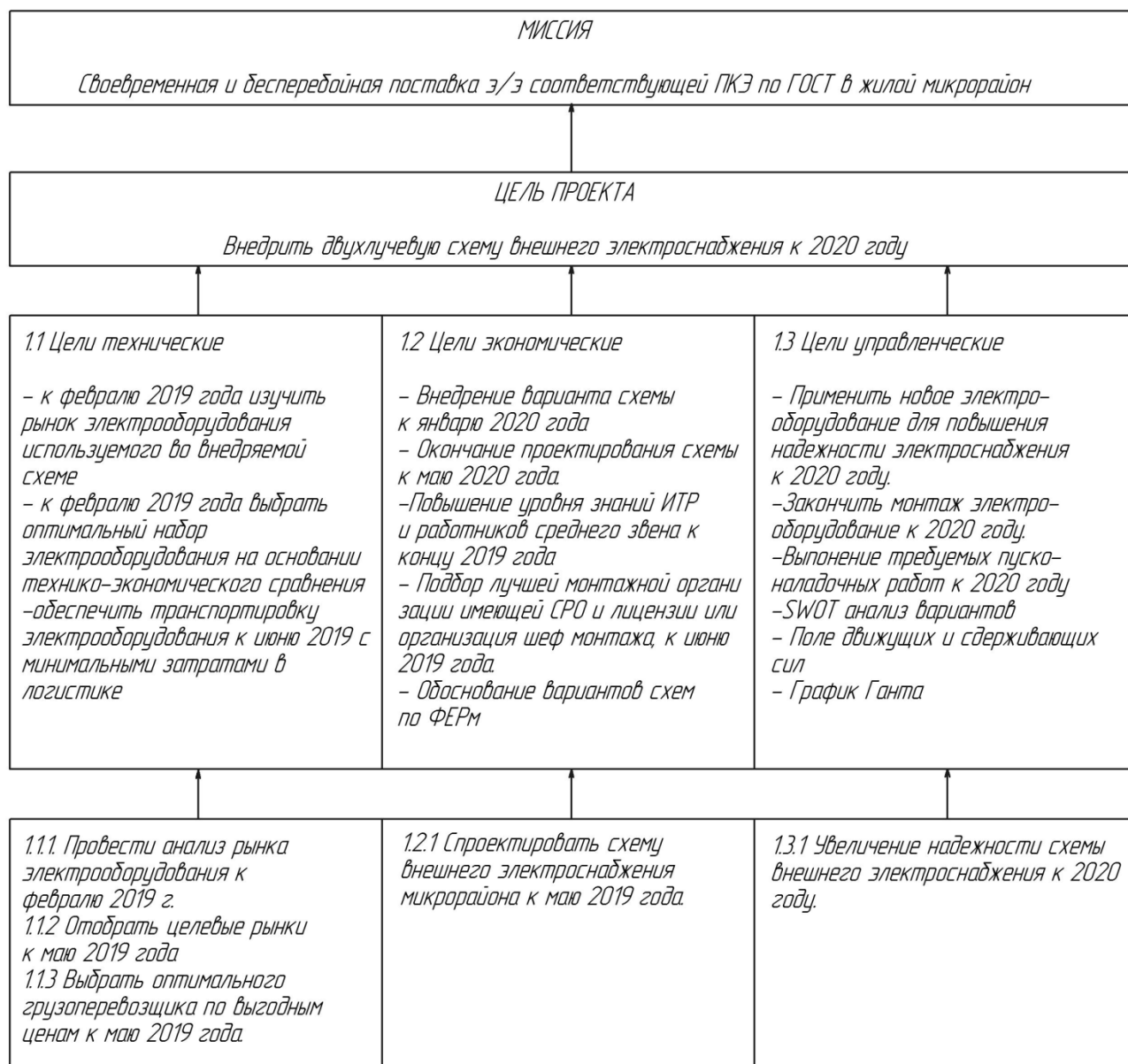


Рисунок 12.1 – Дерево целей проекта

## 12.3 Планирование мероприятий по реализации проекта

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

На графике отрезками прямых изображается весь цикл работ.

В таблице 12.4 представлен план-график Ганта по этапам выполнения внедрения двухлучевой схемы внешнего электроснабжения.

Таблица 12.4 – План-график Ганта

Этап работы	Исполнитель (должность)	Кол-во испол-лей	Продолжительность этапа, месяц													
			2019-2020 год													
			10	11	12	01	02	03	04	05	06	07	08	09		
1. Изучить возможные пути повышения надежности схемы внешнего электроснабжения	Главный энергетик	1	■													
2. Изучить рынок электрооборудования, позволяющего повысить надежность	Специалист отдела снабжения	1	■													
3. Выбор, закупка и доставка к месту монтажа необходимого электрооборудования	Специалист отдела снабжения	1		■	■	■	■									
4. Проектирование новой схемы внешнего электроснабжения	Главный энергетик	1		■	■	■	■									
5. Подбор квалифицированных кадров для монтажа электрооборудования	Специалист отдела кадров	1			■	■	■	■								
6. Повышение квалификации сотрудников предприятия	Специалист отдела кадров	1				■	■	■	■	■	■	■	■	■		
7. Установка, монтаж нового электрооборудования, пуско-наладочные работы	Электро-монтажник	10						■	■	■	■	■	■	■	■	■

#### 12.4 Оценка движущих и сдерживающих сил

Модель поля сил реализации проекта позволяет наглядно оценить, приступая к реализации проекта, влияние различных факторов на достижение целей. На рисунке «мощность» сил показывается стрелками разной толщины. Так как одним из главных условий является надежность электроснабжения потребителя, тогда данное условие является сильной движущей силой.

Так как в ходе эксплуатации электрооборудования непременно будут происходить плановые и текущие ремонты, то меньшие потери ЭЭ являются следующей по «мощности» движущей силой.

Простые схемы релейной защиты позволяют сократить вероятность совершения ошибки обслуживающим персоналом, что является средней по «мощности» движущей силой.

Использование меньшего сечения КЛ в двухлучевой схеме в сравнении с петлевой схемой не позволяет достичь экономического эффекта из большего числа КЛ. Меньшее сечение позволяет облегчить условия монтажа и обслуживание КЛ, что является малой по «мощности» движущей силой проекта.

Сильной по «мощности» сдерживающей силой является большая стоимость двухлучевой схемы в сравнении с петлевой схемой.

Следующей по «мощности» сдерживающей силой является тот факт, что под возведение двухлучевой схемы затрачивается большее количество ячеек РУ, а это значит что территория, отдаваемая под возведение объекта, увеличивается. В условиях города данный факт носит весомый характер.

Дополняет воздействие движущих сил потенциал изменений: опыт работы компании ОАО «Челябэнерго» на рынке, что позволяет в случае необходимости в короткие сроки привлечь дополнительные инвестиции.

Оценка дисбаланса сил при реализации проекта представлена на рисунке 11.2.

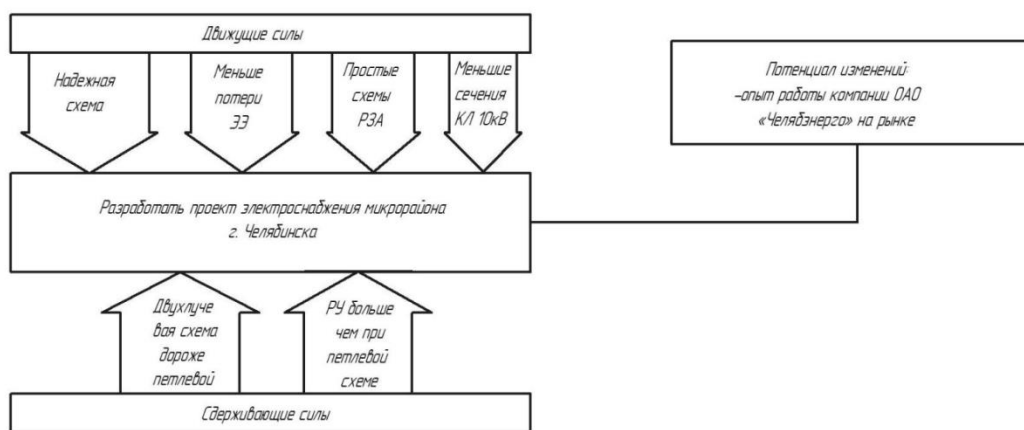


Рисунок 11.2 – Оценка дисбаланса сил при реализации проекта

Вывод по разделу ВКР: из проведенного анализа поля сил изменений системы видно, что на данном предприятии преобладают движущие силы, следовательно, задача, поставленная перед предприятием выполнима.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте Система электроснабжения микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами С.Кривой, Коммуны, Энтузиастов, Свердловский проспект был рассмотрен вариант электроснабжения микрорайона. В качестве наиболее экономически эффективного варианта выбрана двухлучевая схема электроснабжения. Предварительно посчитаны расчетные нагрузки жилого фонда и общественных организаций и учреждений. На основании проведенных нагрузок выбраны трансформаторные подстанции, определены места их установки. Произведен расчет картограмм нагрузок с указанием на общем плане микрорайона. Расчет токов КЗ произведен на высоковольтной и низковольтной части, при проведении расчетов 0,4 кВ применены методики из ГОСТ. Выбрано электрическое оборудование подстанций, кабельные линии, оборудование сети 0,4 кВ. Все выбранное электрооборудование удовлетворяет расчетным параметрам. В разделе релейной защиты рассмотрена газовая и тепловая защита ТМГ-1000 приведен плакат.. В разделе безопасность жизнедеятельности представлены меры безопасности, организация пожаробезопасности и др. В экономической части обоснован вариант схемы электроснабжения составлен график Ганта и др

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Каталог на электрооборудование АВВ
2. Каталог на электрооборудование ЗАО Меандр
3. Каталог на электрооборудование Schneider Electric
4. 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.
5. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий в редакции 01.01.2019г.
6. СП 52.133302016. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. – М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2016. – 107 с.
7. Предварительный национальный стандарт. Освещение наружное утилитарное. Требования энергоэффективности. М. Стандартинформ, 2016 22 с.
8. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: утв. Министерством топлива и энергетики Российской Федерации, 1994. – 35 с.
9. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М. Стандартинформ, 2009 36 с.
10. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.– Изд-во ДЕАН, 2008, 704с
11. Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 6 до 35 кВ/ сост. В. П. Карпушенко, Е.Ю. Чопов, А.Л. Обозный и др. Киев: Изд. Майдан, 2007. – 64 с.
12. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий /Б.И. Кудрин. М.: Интернет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
13. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
14. Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования ФЕРм-08-2001 Часть 8. Электротехнические установки.
15. 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.
16. ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ».
17. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения (формат А4) Справочное пособие – СПб, НОУ ДПО «УМИТЦ «Электро Сервис», 2010 -664с.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

18. Типовой проект Распределительный пункт 6(10) кВ с ячейками КСО-6(10)-Э1 производства ОАО ПО «Элтехника», совмещенный с трансформаторной подстанцией 10(6)/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 1000 кВА.

19. Каталог на БКТП «Балтика» ОАО ПО «Элтехника».

20. Каталог ООО «04кВ»

21 Каталог ООО «РимМет»

22. Каталог автоматических выключателей Schneider Electric

23. 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.

24. ГОСТ12.1.019.2009 ССБТ в актуальной редакции

25. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. в ред. 2019г.

26. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

27. СП 5.13130.2209 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с Изменением N 1)

28. 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. 3-е издание с изменениями и дополнениями. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. 122 с

29. РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов рао «еэс россии» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности.

30. СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.

					130302.10.2019.112 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128