

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
(подпись)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Электроснабжение жилого микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами:  
Гагарина, Харлова, Гражданская и Ш. Руставели.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ ВКР

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

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

Руководитель проекта  
ассистент

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

Консультант по экономике  
д.э.н., профессор

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

Автор проекта  
Студент группы П-475

\_\_\_\_\_ И.С. Рябков  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019г.

Консультант по БЖД  
к.т.н., доцент

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

Нормоконтролер  
ассистент

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

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

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Рябкова Ильи Станиславовича

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы

Электроснабжения жилого микрорайона г. Челябинска ограниченного  
улицами: Гагарина, Харлова, Гражданская и Ш. Руставели

утверждена приказом по университету от 25 апреля 2019 г. № 899

2 Срок сдачи студентом законченной работы 25 мая 2019г

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры СЭС



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

1 План района с в/в схемой

2 Схема электроснабжения района

3 Схема электроснабжения подробно рассматриваемого дома

4 Конструктивный чертеж КТП 10/0,4 кВ

5 Плакат по релейной защите

6 Плакат по экономической части

7 Плакат по БЖД

Всего 7 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		
БЖД	И.В. Скуртова		
Экономика	А.А. Алабугин		

7 Дата выдачи задания « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019г.

Руководитель

\_\_\_\_\_ (подпись)

А.В. Хлопова

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ (подпись)

И.С. Рябков

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
Введение	17.03.19	
Технический паспорт проекта	18.03.19	
Характеристика объекта электроснабжения	19.03.19	
Сравнение отечественных и зарубежных технологий	20.03.19	
Расчет электрических нагрузок	25.03.19	
Выбор типа, числа и мощности ТП	30.03.19	
Технико-экономическое обоснование напряжения и схемы внешнего электроснабжения	5.04.19	
Технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения	10.04.19	
Расчет токов КЗ	15.04.19	
Выбор высоковольтного и низковольтного оборудования	20.04.19	
Компенсация реактивной мощности	05.05.19	
Релейная защита	10.05.19	
Экономическая часть	15.05.19	
Безопасность жизнедеятельности	20.05.19	
Оформление графической части	25.05.19	
Оформление пояснительной записки	25.05.19	

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

А.В. Хлопова

(И.О. Фамилия)

Студент

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.С. Рябков

(И.О. Фамилия)

## АННОТАЦИЯ

Рябков И.С. Электроснабжение микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами: Гагарина, Харлова, Гражданская, Руставели. Челябинск, ЮУрГУ, П-475, 2019, 102 с, 23 ил., 43 табл., библиогр. список – 14 наим, 6 листов чертежей ф. А1

В дипломной 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 10 кВ, а также проведен расчет распределительной сети 0,4 кВ.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Рябков И.С.</i>			Электроснабжение микрорайона г. Челябинска, ограниченного улицами: Гагарина, Харлова, Гражданская, Руставели	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Хлопова А.В.</i>				6	78	
<i>Реценз.</i>						ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Хлопова А.В.</i>						
<i>Утверд.</i>								

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	10
ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	11
1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	12
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПОДРОБНО РАССМАТ- РИВАЕМОМУ ДОМУ И ПО РАЙОНУ В ЦЕЛОМ .....	14
2.1 Нагрузка жилой части.....	14
2.2 Нагрузка общественных зданий .....	19
2.3 Расчет уличного освещения .....	21
2.4 Суммарная нагрузка микрорайона .....	22
Вывод по разделу 2 .....	22
3 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	23
3.1 Выбор мощности и типа трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.....	23
3.2 Выбор места расположения ТП на территории микрорайона.....	27
Вывод по разделу 3 .....	28
4 ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	29
4.1 Выбор сечения ПКЛ 10 кВ.....	29
4.2 Проверка выбранного сечения ПКЛ 10 кВ по условию допустимого .....	30
нагрева.....	30
4.3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения.....	31
Вывод по разделу 4 .....	33
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ.....	34
ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	34
5.1 Выбор вариантов схемы электроснабжения .....	34
5.2 Расчет кабельных линий 10 кВ.....	39
5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов .....	44
5.4 Расчет кабельных линий 0,4 кВ.....	46
Вывод по разделу 5 .....	47
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....	48
6.1 Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением выше 1 кВ.....	48
6.2. Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением ниже 1 кВ .....	54
6.2.1 Исходные данные.....	55
6.2.2 Определение сопротивлений схемы замещения.....	55
6.2.3 Определение токов КЗ.....	56
Выводы по разделу 6.....	58

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

7	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ .....	58
7.1	Выбор ВРУ .....	59
7.1.1	Выбор вводного устройства.....	59
7.1.2	Выбор предохранителей отходящих присоединений .....	59
7.2.	Выбор электрооборудования в РУ-0,4 кВ .....	60
7.2.1	Выбор автоматических выключателей .....	60
7.2.2	Выбор вводного выключателя.....	61
7.2.3	Выбор трансформаторов тока.....	61
7.3	Выбор оборудования в РУ-10 кВ.....	64
7.3.1	Выбор выключателя нагрузки .....	64
7.3.2	Выбор предохранителей.....	65
7.3.3	Выбор разъединителей .....	65
7.4	Конструкция ТП 10/0,4 кВ типа ТМЗ-1000/10 кВ .....	67
	Выводы по разделу 7.....	68
8	КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....	69
	Вывод по разделу 8 .....	69
9	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ 380 В ОТХОДЯЩИХ ОТ ТП, ВРУ И В КВАРТИРЕ.....	70
9.1	Организация релейной защиты.....	70
9.2	Выбор выключателей QF4 – QF7 в квартире.....	71
9.3	Выбор выключателя QF3 ЩЭ.....	79
9.4	Выбор выключателя QF2.....	81
	Вывод по разделу 9:.....	85
10	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	87
10.1	Планировка и конструктивная часть ТП-10/0,4 кВ .....	88
10.2	Защитные средства для персонала, находящиеся в ТП .....	89
10.3	Молниезащита ТП.....	91
10.4	Заземляющее устройство ТП .....	91
10.5	Пожаробезопасность на ТП .....	93
10.6	Освещение ТП .....	94
	Выводы по разделу 10 .....	95
11	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	96
11.1	Модель SWOT – анализ вариантов схем внутреннего электроснабжения микрорайона .....	96
11.2	Модель дерева целей проекта.....	97
11.3	Модель поля сил реализации проекта.....	98
11.4	Планирование мероприятий по реализации целей проекта .....	100
	Вывод по разделу 11 .....	100
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	101
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	102



## ВВЕДЕНИЕ

В данном курсовом проекте рассмотрен расчет системы электроснабжения микрорайона. Под системой электроснабжения микрорайона понимают совокупность электрических станции, понижающих и распределительных подстанции обеспечивающих электрической энергией потребителей, расположенных на территории микрорайона – жилые и общественные здания, а также в ряде случаев предприятия.

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

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

Рассматриваемый микрорайон находится на территории города Челябинск, граничные улицы Гагарина, Харлова, Гражданская и Ш.Руставели.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Объект электроснабжения – микрорайон города Челябинска, ограниченного улицами Гагарина, Харлова, Гражданская и Ш. Руставели.

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

Категория основных потребителей по надежности электроснабжения – II

Количество ТП – 16, питание которых осуществляется от существующей подстанции «Ленина» путем сооружения РП. В ТП устанавливаются трансформаторы типа ТМЗ –1000-10/0,4 кВ, ТМЗ –1250-10/0,4 кВ, ТМЗ –630-10/0,4 кВ. Питание ТП происходит по кольцевой схеме.

Сети 10 кВ выполняются кабелем марки АПвЭБП, сети 0,4 кВ кабелем АВВГ, кабели прокладываются на глубине 0,7 м. под газонами и тротуарами на глубине 1,0 м., под проездами с защитой асбоцементными трубами диаметром 100 мм.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

## ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Микрорайон расположен на территории города Челябинск, в границах улиц Гагарина, Харлова, Гражданская и Ш. Руставели.

Его окружают магистральные улицы общегородского и районного значения, а по территории проходят улицы местного значения и жилые улицы.

В данном микрорайоне преобладают жилые дома с 5-16 этажами, 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 электрические плиты, но имеется несколько домов с газовыми плитами. Всего на территории микрорайона расположено 105 дома. Помимо жилых домов, на территории микрорайона размещены общественные здания – школа, администрация, а также предприятия торговли, общественного питания и сферы услуг.

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

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

# 1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Если рассмотреть щит, собранный продукцией французской компании Schneider Electric и щит с аналогичной компоновкой, но на базе отечественной продукции ИЕК, то разница в стоимости щитов будет весьма значительная. Щит, скомпонованный на базе продукции ИЕК окажется в 3–5 раз дешевле щита с продукцией компании Schneider Electric.

Сравним продукцию этих фирм, на примере выключателей ВА47-29 от ИЕК и Acti9 iK60N от Schneider Electric. Данные выключатели имеют схожие технические параметры, практически, одинаковые время-токовые характеристики и большую разницу в цене. По данным интернет-магазина ЭТМ (etm.ru), цена выключателя ВА47-29 100,81 руб., а цена выключателя Acti 9 iK60N равняется 396,38 руб.

Проверим переходное сопротивление контактной группы до испытаний выключателей с целью анализа состояния контактной группы до и после испытаний. Переходное сопротивление контакта у автомата серии iK60N от Schneider Electric перед испытаниями составило 8,44 мОм, а у автомата серии ВА47-29 от ИЕК перед испытаниями составило 6,28 мОм.

Уже видно, что у автомата ВА47-29 переходное сопротивление контактной группы практически на 2 мОм меньше, чем у автомата iK60N, что говорит нам о том, что качество применяемых материалов в конструкции токоведущей и контактной частей ВА47-29 несколько не уступает брендовому автомату iK60N.

Проверим действие теплового расцепителя выключателей, прогрузим его следующим образом:

- 3 раза двукратным током 32 А;
- 3 раза трехкратным током 48 А;
- 3 раза четырехкратным током 64 А.

Таблица 1 – Данные испытаний теплового расцепителя выключателей

Ток, А	Время срабатывания расцепителя у iK60N, сек	Время срабатывания расцепителя у ВА47-29, сек
32	17,87	37,23
32	16,01	26,97
32	14,48	24,7
48	4,7	5,11
48	4,01	5,89
48	4,31	5,26
64	2,06	2,22
64	2,05	2,15
64	2,02	1,7

Полученные результаты соответствуют заявленным время-токовым характеристикам автоматов. Отличием является то, что при двукратном токе от номинального, время срабатывания автомата ВА47-29 почти в 1,5-2 раза больше, чем у iK60N. Но при трехкратном и четырехкратном токах от номинального измеренное время срабатывания обоих автоматов практически одинаковое (разница не значительная). В любом случае тепловые расцепители обоих автоматов работают в заявленном диапазоне, согласно их время-токовых характеристик.

Проверим действие электромагнитных расцепителей выключателей при следующих токах:

- 3 раза током 160 А;
- 3 раза током 250 А.

Таблица 2 – Данные испытаний электромагнитного расцепителя выключателей

Ток, А	Время срабатывания расцепителя у iK60N, мсек	Время срабатывания расцепителя у ВА47-29, мсек
160	8,2	6
160	8,3	6
160	8,2	6
250	5,4	3,9
250	5,4	3,9
250	5,3	3,9

Оба автомата выдержали испытание электромагнитных расцепителей. Время отключения у обоих аппаратов защиты соответствует время-токовым характеристикам, но ВА47-29 отключается несколько быстрее, чем iK60N.

Проверим переходное сопротивление контактной сети выключателей после испытаний. Переходное сопротивление контакта у автомата серии iK60N от Schneider Electric после испытаний составило 10,03 мОм, а у ВА47-29 стало 6,39 мОм. Можно сказать, что переходное сопротивление контактной группы у обоих автоматов практически не изменилось, но тем не менее у ИЕК оно практически осталось неизменным.

В результате, можно сделать вывод, что отечественный выключатель не уступает зарубежному, брендовому по техническим характеристикам, однако, имеется большая разница в цене. Поэтому в ходе дипломного проектирования будем использовать отечественные выключатели.

Выводы по разделу 1

В данном разделе произведен сравнительный анализ автоматических выключателей Compact NS и ВА. Выключатели типа Compact NS имеют меньшие габариты, что облегчает их установку. Положительным результатов отечественного выключателя является больший срок службы и низкую стоимость по сравнению с зарубежным. Есть ещё одна важная функция, это уменьшение выделяемой тепловой энергии и электродинамических усилий тока КЗ

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						13

13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПОДРОБНО РАССМАТРИВАЕМОМУ ДОМУ И ПО РАЙОНУ В ЦЕЛОМ

### 2.1 Нагрузка жилой части

Расчетные нагрузки потребителей определяются по указаниям РД 34.20.185 – 94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» [1] и СП-256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» [2]. Основные данные жилых зданий сведены в таблицу 1.

Таблица 2.1– Характеристика жилых зданий

Адрес дома	Кол-во этажей	Кол-во подъездов	Кол-во квартир	Кол-во лифтов
1	2	3	4	5
1.Харлова,15	10	10	398	10
2. Харлова,13	9	4	143	4
3.Харлова,9	10	12	478	12
4.Харлова,5	7	14	139	0
5.Харлова,3	7	6	60	0
6.Харлова,1	7	13	128	0
7.Челябинского Рабочего,6	9	7	265	7
8.Челябинского Рабочего,5	4	1	56	0
9.Челябинского Рабочего,4	4	6	48	0
10.Челябинского Рабочего,3	4	6	48	0
11.Челябинского Рабочего,2	4	6	48	0
12.Челябинского Рабочего,1	4	6	48	0
13.Челябинского Рабочего,7	10	4	144	4
14.Тухачевского,2	7	18	124	0
15.Тухачевского,4	5	19	185	0
16.Гагарина,4в	5	1	60	0
17.Гагарина,6	5	13	134	0
18.Гагарина,8	5	3	40	0
19.Гагарина,10	5	13	154	0
20.Гагарина,12	5	10	117	0
21.Руставели переулок,5	4	3	40	0
22.Руставели переулок,11	4	3	48	0
23.Гагарина,14	5	6	69	0
24.Гагарина,16	5	11	182	0
25.Коммунаров,2	4	8	76	0
26.Коммунаров,6	5	4	80	0
27.Тухачевского,1	5	2	38	0
28.Барбюса,5	5	4	78	0
29.Барбюса,5а	10	2	69	2
30.Барбюса,11	5	5	100	0

13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ

Лист

14

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5
31.Барбюса,15	5	3	60	0
32.Барбюса,17	5	4	64	0
33.Барбюса,35	4	4	39	0
34.Барбюса,33	3	3	24	0
35.Барбюса,31	4	4	47	0
36.Коммунаров,12а	2	3	24	0
37.Коммунаров,10	2	3	24	0
38.Коммунаров,12	2	3	24	0
39.Руставели переулоч,2	7	5	123	0
40.Пограничная,17	5	2	30	0
41.Пограничная,15	5	4	80	0
42.Пограничная,13	5	2	40	0
43.Пограничная,11	5	4	60	0
44.Пограничная,16	5	3	48	0
45.Руставели,24	5	3	60	0
46.Руставели,22	5	4	80	0
48.Руставели,20	10	3	130	3
49.Руставели,26	9	9	320	9
50.Руставели,28	10	6	237	6
51.Руставели,30	10	12	478	12
52.Руставели,32	16	1	59	1
53.Пограничная,23	10	4	159	4
54.Пограничная,25	10	10	398	10
55.Пограничная,26	10	5	198	5
56.Пограничная,26а	5	4	60	0
57.Пограничная,28а	10	5	198	5
58.Пограничная,32	10	8	317	8
59.Пограничная,34	16	2	135	2
60.Тухачевского,13	10	11	438	11
61.Тухачевского,13а	5	4	60	0
62.Барбюса,20	10	4	149	4
63.Барбюса,18	16	1	80	1
64.Барбюса,16	10	4	146	4
65.Тухачевского,6	10	1	5	1
66.Барбюса,6	9	2	18	2
67.Тухачевского,19	9	8	286	8
68.Тухачевского,14	16	2	176	2
69.Тухачевского,12	9	8	285	8
70.Тухачевского,8	10	5	197	5
71.Тухачевского,8а	5	4	60	0
72.Тухачевского,10а	10	5	198	5
73.Харлова,9а	5	4	60	0
74.Пограничная,19	10	12	476	12

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ

Лист

15

Произведем расчет нагрузок для группы жилых домов по адресам: улицы Харлова д. 13,15; Тухачевского д. 12,14.

Согласно [2] расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир  $P_{р.кв}$  кВт, определяется по формуле 2.1:

$$P_{р.кв} = P_{кв.уд} \cdot n, \quad (2.1)$$

$$P_{р.кв} = 1,19 \cdot 1002 = 1192,38 \text{ кВт}$$

где  $P_{кв.уд}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 7.1 [2] в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит, кВт/квартиру,  $P_{кв.уд} = 1,19$  кВт/квартиру;

$n$  – суммарное число квартир, присоединенных к линии (ТП),  $n = 1002$ .

Расчетная реактивная мощность равна:

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

где  $\text{tg}\varphi_{кв}$  – средневзвешенный коэффициент мощности квартир [2] табл. 2.1.4

$$Q_{р.кв} = 1192,38 \cdot 0,2 = 238,48 \text{ кВар}$$

Расчетная нагрузка линии питания лифтовых установок по формуле 2.3, кВт:

$$P_{р.л} = k'_c \cdot \sum_1^n P_{л}, \quad (2.3)$$

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

$k'_c$  – коэффициент спроса [2, табл.7.4];

$n$  – суммарное количество лифтовых установок,  $n = 24$ ;

$P_{л}$  – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт,  $P_{л} = 5$  кВт.

$$P_{р.л} = 0,4 \cdot (24 \cdot 5) = 48 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность лифтов равна:

$$Q_{р.л} = P_{р.л} \cdot \text{tg}\varphi_{л}, \quad (2.4)$$

$$Q_{р.л} = 48 \cdot 1,17 = 56,16 \text{ кВар}$$

Активная мощность санитарно-технических устройств:

$$P_{ст.у} = 0,05 \cdot n_{кв} \quad (2.5)$$

$$P_{ст.у} = 0,05 \cdot 1002 = 50,1 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность санитарно-технических устройств равна:

$$Q_{ст.у} = P_{ст.у} \cdot \text{tg}\varphi \quad (2.6)$$

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



$$Q_{ст.у} = 50,1 \cdot 0,75 = 37,58 \text{ кВар}$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников  $P_c$  на вводе в здание составит:

$$P_c = 48 + 50,1 = 98,1 \text{ кВт}$$

$$Q_c = 56,16 + 37,58 = 93,74 \text{ кВар}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилых домов определяется по формуле 2.7, кВт:

$$P_{р.ж.д} = P_{р.кв} + k_y \cdot P_c, \quad (2.7)$$

где  $k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки  $k_y = 0,9$ .

$$P_{р.ж.д} = 1192,38 + 0,9 \cdot 98,1 = 1280,67 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка жилого дома определяется по формуле 2.8, кВар:

$$Q_{р.ж.д} = Q_{р.кв} + k_y \cdot Q_c \quad (2.8)$$

$$Q_{р.ж.д} = 238,48 + 0,9 \cdot 93,74 = 322,84 \text{ кВар}$$

Расчетная полная нагрузка на вводе жилого здания:

$$S_{р.ж.д} = \sqrt{P_{р.ж.д}^2 + Q_{р.ж.д}^2} \quad (2.9)$$

$$S_{р.ж.д} = \sqrt{1280,67^2 + 322,84^2} = 1320,73 \text{ кВА}$$

Расчеты для остальных жилых зданий произведем аналогично и внесем результаты в таблицу 2.2

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Таблица 2.2 – Нагрузка жилых зданий

Улица	Номер дома	Кол-во квартир	Ркв.уд, кВт	Рр.кв., кВт	Qр.кв., кВар	tgφ.кв	Лифты				Рсту., кВт	Qсту., кВар	Рс., кВт	Qс., кВт	Рр.ж.д, кВт	Qр.ж.д, кВар	Sp.ж.д, кВА
							n	Рл.н кВ	Рр.л., кВт	Qр.л., кВар							
1.Харлова;Тухачевского(эл)	15,13;12,14	1002	1,19	1192,38	238,48	0,2	24	5	48	56,16	50,1	37,58	98,1	93,74	1280,67	322,84	1320,73
2.Харлова;Тухачевского(эл)	9;10а	676	1,23	831,48	166,30	0,2	17	5	42,5	49,725	33,8	25,35	76,3	75,08	900,15	233,86	930,03
3.Харлова;Тухачевского(газ)	9а;8а	120	0,85	102,00	29,58	0,29	-	-	-	-	6	4,50	6	4,50	107,40	33,63	112,54
4.Тухачевского;Барбюса(эл)	6,8; 6	220	1,36	299,20	59,84	0,2	8	5	26	30,42	11	8,25	37	38,67	332,50	94,64	345,71
5.Харлова(эл)	1,3,5	327	1,36	444,72	88,94	0,2	-	-	-	-	16,35	12,26	16,35	12,26	459,44	99,98	470,19
6.Челябинского рабочего(газ)	1,2,3,4,5	248	0,77	190,96	55,38	0,29	-	-	-	-	12,4	9,30	12,4	9,30	202,12	63,75	211,93
7.Челябинского рабочего(эл)	6,7	409	1,27	519,43	103,89	0,2	11	5	27,5	32,175	20,45	15,34	47,95	47,51	562,59	146,65	581,38
8.Тухачевского; Гагарина(газ)	4;4в	245	0,77	188,65	54,71	0,29	-	-	-	-	12,25	9,19	12,25	9,19	199,68	62,98	209,37
9.Тухачевского(эл)	2	124	0,85	105,40	21,08	0,2	-	-	-	-	6,2	4,65	6,2	4,65	110,98	25,27	113,82
10.Гагарина;пер.Руставели(газ)	6,8,10;5	368	0,77	283,36	82,17	0,29	-	-	-	-	18,4	13,80	18,4	13,80	299,92	94,59	314,48
11.Коммунаров;Тухачевского; Барбюса;Пограничная(газ)	2,6;1;5,11;16	420	0,71	298,20	86,48	0,29	-	-	-	-	21	15,75	21	15,75	317,10	100,65	332,69
12.Барбюса(эл)	5а	69	1,7	117,30	23,46	0,2	2	5	8	9,36	3,45	2,59	11,45	11,95	127,61	34,21	132,11
13.Гагарина;пер.Руставели(газ)	12,14,16;11	416	0,71	295,36	85,65	0,29	-	-	-	-	20,8	15,60	20,8	15,60	314,08	99,69	329,52
14.Пограничная; Барбюса; Руставели; Коммунаров(газ)	11,13,15,17 15,31,33,17, 35;24,22;10 ,12,12а	656	0,69	452,64	131,27	0,29	-	-	-	-	32,8	24,60	32,8	24,60	482,16	153,41	505,98
15.пер.Руставели;Руставели(эл)	2;20	253	1,36	344,08	68,82	0,2	3	5	12	14,04	12,65	9,49	24,65	23,53	366,27	89,99	377,16
16.Руставели;Пограничная(эл)	26;19	796	1,23	979,08	195,82	0,2	21	5	42	49,14	39,8	29,85	81,8	78,99	1052,70	266,91	1086,01
17.Руставели;Пограничная(эл)	28,30,32;23	933	1,23	1147,59	229,52	0,2	23	5	46	53,82	46,65	34,99	92,65	88,81	1230,98	309,44	1269,27
18.Пограничная(эл)	25,32,34	850	1,23	1045,50	209,10	0,2	20	5	40	46,8	42,5	31,88	82,5	78,68	1119,75	279,91	1154,20
19.Пограничная;Тухачевского(эл)	26,28а;19	682	1,23	838,86	167,77	0,2	18	5	45	52,65	34,1	25,58	79,1	78,23	910,05	238,17	940,70
20.Пограничная;Тухачевского(газ)	26а;13а	120	0,85	102,00	29,58	0,29	-	-	-	-	6	4,50	6	4,50	107,40	33,63	112,54
21.Барбюса;Тухачевского(эл)	16,18,20;13	813	1,23	999,99	200,00	0,2	20	5	40	46,8	40,65	30,49	80,65	77,29	1072,58	269,56	1105,93

## 2.2 Нагрузка общественных зданий

Для примера произведем расчет детских садов, находящегося по адресу: ул. Харлова, д. 13 а; ул. Тухачевского д. 10

Расчетная электрическая нагрузка детских садов определяется по формуле 2.10, кВт:

$$P_p = \Delta P_{уд} \cdot n, \quad (2.10)$$

где  $n$  – суммарное количество мест,  $n = 350$ .

$$P_p = 0,46 \cdot 350 = 161 \text{ кВт},$$

Расчетные коэффициенты реактивной мощности приняты по [2, табл.7.12].

Коэффициент мощности для детских садов с пищевыми блоками равен  $\text{tg } \varphi = 0,25$ .

Реактивная нагрузка детского сада определяется:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg } \varphi = 161 \cdot 0,25 = 40,25 \text{ кВар}$$

Тогда полная мощность находится, как:

$$S_p = \sqrt{161^2 + 40,25^2} = 165,96 \text{ кВА}$$

Нагрузку остальных общественных зданий внесем в таблицу 2.3

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Таблица 2.3 – Нагрузка общественных зданий

Адрес дома	№ дома	Назначение	tgφ	Pp., кВт	Qp,кВар	Sp.,кВА
1.Харлова;Тухачевского	13а;10	Дет.сад	0,25	161	40,25	165,96
2.Челябинского раб.	1а	Дет.сад	0,25	92	23,00	94,83
3.Гагарина	4а	Дет.сад	0,25	92	23,00	94,83
4.Гагарина	10а	Дет.сад	0,25	69	17,25	71,12
5.Пограничная	19а	Дет.сад	0,25	92	23,00	94,83
6.Пограничная	23а	Дет.сад	0,25	82,8	20,70	85,35
7.Коммунаров,Барбюса	4,7	Школа	0,38	375	142,50	401,16
8.Пограничная	21	Школа	0,38	187,5	71,25	200,58
9.Тухачевского	15	Школа	0,38	200	76,00	213,95
10.Коммунаров	10а	Школа	0,38	100	38,00	106,98
11.Тухачевского	3	Кинотеатр	0,43	112	48,16	121,92
12.Руставели	16	Мед.учр	0,38	430	163,40	460,00
13.Гагарина	6а,8а	Офис	0,57	75,28	42,91	86,65
14.Руставели	30а,30Б	Офис	0,57	149,58	85,26	172,17
14.Пограничная	30а	Офис	0,57	69,61	39,68	80,12
15.Тухачевского	13Б	Офис	0,57	112,10	63,90	129,04
16.Харлова	11	Офис	0,57	246,24	140,36	283,43
17.Курганская,Барбюса	5 ; 2, 2к2	Офис	0,57	480,28	273,76	552,82
18.Гагарина	12,14,16	Магазин	0,48	988,51	474,49	1096,49
19.Пограничная; Барбюса; Руставели	15;17;24, 22	Офис	0,57	118,82	67,73	136,76
20.Пограничная	19	Офис	0,57	8,29	4,73	9,55
21.Руставели	28,30	Магазин	0,75	22,63	16,97	28,28
22.Пограничная	34	Офис	0,57	57,42	32,73	66,09
23.Барбюса	16,18,20	Офис	0,57	72,75	41,47	83,74
24.Барбюса	22	Магазин	0,75	350,00	262,50	437,50
25.Тухачевского	11	Магазин	0,75	1175,00	881,25	1468,75
26.Коммунаров;Тухачев.; Барбюса;Пограничная	2;1;5;16	Офис	0,57	88,88	50,66	102,31
27.Барбюса	5а	Офис	0,57	60,44	34,45	69,57
28.Тухачевского	2	Магазин	0,48	395,44	189,81	438,64
29.Гагарина	4Б,4Б к2	Магазин	0,75	736,25	552,19	920,31
30.Гагарина	6,8,10	Магазин	0,48	860,29	412,94	954,26
31.Челябинского раб.	6,7	Магазин	0,48	386,13	185,34	428,31
32.Тухачевского; Гагарина	4;4в	Магазин	0,48	123,42	59,24	136,91
33.Харлова	1,3,5	Магазин	0,75	594,78	446,08	743,47
34.Челябинского раб.	5	Офис	0,57	42,38	24,16	48,78
35.Харлова	15	Магазин	0,75	3,90	2,93	4,88
36.Харлова	9	Магазин	0,75	96,30	72,23	120,38
37.Тухачевского;Барбюса	6,8; 6	Магазин	0,48	763,23	366,35	846,60

### 2.3 Расчет уличного освещения

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

По карте «Дубль гис» составим план микрорайона города в AutoCAD. Воспользуемся ГОСТ Р 52398-2005 и определим ширину улиц Дальневосточная, Стартовая, Косарева, Партизанская, Авиационная, Парашютная, Речная, Электродная, Колхозная и Спорта как 3,75 м.

Для расчета уличного освещения воспользуемся программным обеспечением DIALux evo. Загрузим план в программу и составим модель улиц микрорайона.

Согласно СП 52.13330.2011 определим категории автомобильной дороги как В2, тогда средняя освещенность дорожного покрытия  $E_{cp} = 10$  лк, а равномерность распределения освещенности дорожного покрытия  $U_0 = 0,25$ .

Для освещения будем использовать лампы ГКУ11-150-011 с мощностью 150 Вт и  $\cos(\varphi) = 0,85$ .

Для примера, произведем расчет освещения ул. Гагарина.

По таблице 7.9 [3] ул. Гагарина относится к классу объекта Б2, а именно, магистрали и улицы районного значения в центре города.

Освещение проезжей части определяется по формуле:

$$P_{p.осв.пр} = E_{cp} \cdot S \cdot P_{уд.осв}, \quad (2.10)$$

где  $E_{cp}$  – средняя освещенность дорожного покрытия, лк,  $E_{cp} = 15$  лк;

$S$  – площадь проезжей части,  $m^2$ ,  $S = 7740 m^2$ ;

$P_{уд.осв.}$  – максимальная относительная удельная мощность при нормируемой освещенности,  $mВт/(лк \cdot m^2)$ ,  $P_{уд.осв.} = 53 mВт/(лк \cdot m^2)$ .

$$P_{p.осв.пр} = 15 \cdot 7740 \cdot 0,053 = 6,153 \text{ кВт}$$

Расчет пешеходной зоны проводится аналогично. Тротуарная зона относится к классу объекта П2 [табл.7.21, 3]. Тогда освещение пешеходной зоны определяется по формуле 11:

$$P_{p.осв.пеш} = 10 \cdot 3420 \cdot 0,053 = 1,813 \text{ кВт}$$

Тогда суммарная активная нагрузка определяется:

$$P_{p.осв} = P_{p.осв.пр} + P_{p.осв.пеш} = 6,153 + 1,813 = 7,97 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность определяется как:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi)) = 7,97 \cdot 0,62 = 4,94 \text{ кВар.}$$

И полная мощность:

$$S_{p.осв} = \sqrt{P_{p.осв}^2 + Q_{p.осв}^2} = \sqrt{7,97^2 + 4,94^2} = 9,37 \text{ кВА.}$$

Для остальных улиц и дворов расчет проводится аналогично. Результаты расчета внесем в таблицу 2.4.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 2.4 – Расчет наружного освещения

Название улицы	Категория объектов	Площадь проезжей части, м <sup>2</sup>	Площадь пешеходной части, м <sup>2</sup>	P <sub>р.осв.</sub> , кВт	Q <sub>р.осв.</sub> , кВар	S <sub>р.осв.</sub> , кВА
Игуменка	B2, ПЗ	2600	3256	3,79	2,35	4,46
Харлова	B2, ПЗ	5410	6480	4,65	2,88	5,47
Гагарина	B2, П2	7740	3420	4,90	3,04	5,76
Руставели	B2, ПЗ	5285	4208	3,90	2,42	4,59
Барбюса	B2, ПЗ	4365	3492	3,23	2	3,80
Курганская	B2, ПЗ	4075	3260	3,02	1,87	3,55
Пограничная	B2, ПЗ	5320	4256	3,94	2,44	4,63
Тухачевского	B2, ПЗ	3730	2984	2,76	1,71	3,25
Челябинского рабочего	B2, ПЗ	2515	2012	1,86	1,15	2,19
Коммунаров	B2, ПЗ	2700	2160	2	1,24	2,35
Переулок Руставели	B2, ПЗ	3200	2560	2,37	1,47	2,79
Все двory	B2, П5	795733		79,57	49,34	93,63

## 2.4 Суммарная нагрузка микрорайона

Определим суммарную активную нагрузку всего микрорайона:

$$P_{р.мкр} = \sum P_{р.ж.д} + \sum P_{р.общ} + \sum P_{р.осв} \quad (2.10)$$

где  $\sum P_{р.ж.д}$  – суммарная активная нагрузка всех жилых зданий, кВт,

$$\sum P_{р.ж.д} = 11556,10 \text{ кВт};$$

$\sum P_{р.общ}$  – суммарная активная нагрузка всех общественных зданий, кВА

$$\sum P_{р.общ} = 10071,24 \text{ кВт};$$

$\sum P_{р.осв}$  – суммарная нагрузка освещения, кВт,  $\sum P_{р.осв} = 121,45 \text{ кВт}$ .

$$P_{р.мкр} = 11556,10 + 10071,24 + 121,45 = 21748,79 \text{ кВт}$$

Суммарная реактивная мощность определяется аналогично и равняется:

$$Q_{р.мкр} = \sum Q_{р.ж.д} + \sum Q_{р.общ} + \sum Q_{р.осв} = 3053,76 + 5510,6 + 75,3 = 8939,66 \text{ кВар}$$

Тогда полная мощность:

$$S_{р.мкр} = \sqrt{P_{р.мкр}^2 + Q_{р.мкр}^2} = \sqrt{21748,79^2 + 8939,66^2} = 23402 \text{ кВА}$$

Вывод по разделу 2

Был произведен нагрузок микрорайона города Челябинск. На основе полученных данных можно построить картограмму нагрузок и в дальнейшем определить количество трансформаторов и центры нагрузок.

### 3 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

#### 3.1 Выбор мощности и типа трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

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. [ 5 п. 3.1.10]

Дома микрорайона подразделяем на группы и для каждой группы рассчитываем нагрузку.

Суммарная нагрузка на ТП определяется по формулам 3.1 и 3.2.

$$P_{p.тп} = P_{p.макс} + K_1 P_{p1} + K_2 P_{p2} + \dots + K_n P_{pn}, \quad (3.1)$$

где  $P_{p.макс}$  – максимальная из нагрузок здания, кВт;

$P_{p1} \dots P_{pn}$  – расчетные электрические нагрузки всех зданий, кроме здания с наибольшей нагрузкой, кВт;

$K_1 \dots K_n$  – коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных зданий (помещений) и жилых домов (квартир и силовых электроприемников) в наибольшей расчетной нагрузке  $P_{p.макс}$ , определяемые по [2, табл.7.13],  $K_1 = 0,4$ ,  $K_2 = 0,9$ .

По формуле 3.2 определим реактивную мощность на ТП:

$$Q_{p.тп} = Q_{p.макс} + K_1 Q_{p1} + K_2 Q_{p2} + \dots + K_n Q_{pn}. \quad (3.2)$$

Полная мощность на ТП определяется по формуле 3.3, кВА:

$$S_{p.тп} = \sqrt{P_{p.тп}^2 + Q_{p.тп}^2}. \quad (3.3)$$

Для примера рассмотрим группу домов ТП1.

В нее входят жилые дома по адресу: ул. Харлова, 13,15, ул. Тухачевского, 12,14., и общественные здания по адресу: ул. Харлова, 13а,15, ул. Тухачевского, 10.

А также будем учитывать нагрузку освещения дворов и прилегающих дорог, т.к. все жилые дома с электрическими плитами и с преобладание нагрузки жилых помещений, то [2, табл.7.13],  $K_i = 1$ .

Отсюда, активная нагрузка на ТП определяется:

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$P_{p,тп1} = 1280,67 + 0,4 \cdot 161 + 0,9 \cdot 3,9 + 1 \cdot 3,79 + 1 \cdot 6,63 = 1359 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность:

$$Q_{p,тп1} = 322,84 + 0,4 \cdot 40,25 + 0,9 \cdot 2,93 + 1 \cdot 2,35 + 1 \cdot 3,08 = 347,01 \text{ кВар.}$$

И полная мощность:

$$S_{p,тп1} = \sqrt{1359^2 + 347,01^2} = 1402,6 \text{ кВА.}$$

Для остальных групп расчет выполняется аналогично, результаты которого показаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Нагрузка ТП

№ ТП	№ здания на плане	$P_{p,тп}$ , кВт	$Q_{p,тп}$ , кВар	$S_{p,тп}$ , кВА
ТП1	13,15,12,14,13а,10	1359,00	347,01	1402,60
ТП2	9,10а,9а,8а,11	1206,76	396,31	1270,17
ТП3	6,8,6,5,2,2к2	1218,15	536,94	1331,24
ТП4	1,3,5;1,2,3,4,5;1а	1280,29	600,38	1414,07
ТП5	6,7,4,4в,4а	1268,37	444,75	1344,08
ТП6	2,4Б,4Б к2	1136,13	696,15	1332,45
ТП7	6,8,10,5,3,10а,6а,8а	1288,16	563,00	1405,82
ТП8	2,6,1,5,11,16,5а,4,7	698,23	257,29	744,12
ТП9	12,14,16,11	1226,34	539,71	1339,85
ТП10	11,13,15,17,15,31,33,17,35,24,22,10,12,2,20,16,10а	1249,99	416,88	1317,68
ТП11	19,26,19а,21	1162,86	306,70	1202,63
ТП12	28,30,32,23,23а,30а,30Б	1425,71	412,81	1484,28
ТП13	25,32,34,30а	1240,70	348,16	1288,63
ТП14	26,28а,19,26а,13а,13Б,15	1184,97	355,19	1237,06
ТП15	16,18,20,13,22	1459,69	546,22	1558,54
ТП16	11	1064,13	1032,46	1482,68

Наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ рассчитывается по формуле 3.4:

$$Q_{1p} = \sqrt{(n \cdot K_{з.т} \cdot S_{н.т})^2 - P_p^2}, \quad (3.4)$$

где  $n$  – число трансформаторов на ТП;

$K_{з.т}$  – допустимый коэффициент режиме работы электроприемников;

$S_{н.т}$  – номинальная мощность трансформаторов ТП, кВА;

$P_p$  – расчетная активная нагрузка на ТП, кВт.

Проведем расчет для ТП1:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1359^2} = 336,33 \text{ кВар.}$$

Величина  $Q_{1p}$  является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформатора:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_p \\ Q_p, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases}$$



Так как  $Q_{1р.тп1} < Q_p$ , то принимаем  $Q_1 = Q_p = 336,33$  кВар.

Мощность конденсаторов, которые следует установить на НН:

$$Q_k = Q_p - Q_1 = 10,68 \text{ кВар.}$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются по формулам 3.5 и 3.6 соответственно:

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{р.тп}^2 + Q_1^2}}{n \cdot S_{н.т}}, \quad (3.5)$$

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{1359^2 + 336,33^2}}{2 \cdot 1000} = 0,70.$$

$$K_{з.п/ав} = \frac{\sqrt{P_{р.тп}^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot S_{н.т}}, \quad (3.6)$$

$$K_{з.п/ав} = \frac{\sqrt{1359^2 + 336,33^2}}{(2-1) \cdot 1000} = 1,4.$$

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.

При превышении  $K_{з.п/ав}$  более 1,4 необходимо снять с трансформаторов часть нагрузки ( III категория электроснабжения).

Результаты расчета трансформаторных подстанций сведены в таблицу 3.2.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Таблица 3.2 – Результаты расчета ТП

№ ТП	Р <sub>ТП</sub> , кВт	Q <sub>ТП</sub> , кВар	Ст.п., кВА	Ст.ном, кВА	Тип тр-ра	N	Кз.т.н	Кз.т. авар	Q <sub>1р</sub> , кВар	Q <sub>к</sub> , кВар	P <sub>хх</sub> , кВт	P <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>тр</sub> , кВт	ΔQ <sub>тр</sub> , кВАр
1	1359	347,01	1402,6	1000	ТМЗ	2	0,70	1,40	336,33	10,68	1,90	12,20	1,70	5,5	6,80	88,10
2	1206,8	396,3	1270,2	1000	ТМЗ	2	0,64	1,27	709,74	0,00	1,90	12,20	1,70	5,5	6,26	78,37
3	1218,2	536,9	1331,2	1000	ТМЗ	2	0,67	1,33	690,01	0,00	1,90	12,20	1,70	5,5	6,50	82,74
4	1280,3	600,4	1414,1	1000	ТМЗ	2	0,71	1,41	566,44	33,94	1,90	12,20	1,70	5,5	6,85	88,99
5	1268,4	444,7	1344,1	1000	ТМЗ	2	0,67	1,34	592,65	0,00	1,90	12,20	1,70	5,5	6,55	83,68
6	1136,1	696,2	1332,5	1000	ТМЗ	2	0,67	1,33	818,05	0,00	1,90	12,20	1,70	5,5	6,51	82,82
7	1288,2	563	1405,8	1000	ТМЗ	2	0,70	1,41	548,31	14,69	1,90	12,20	1,70	5,5	6,81	88,35
8	698,2	257,3	744,1	630	ТМЗ	2	0,59	1,18	538,89	0,00	1,25	7,90	1,70	5,5	3,88	45,59
9	1226,3	539,7	1339,8	1000	ТМЗ	2	0,67	1,34	675,34	0,00	1,90	12,20	1,70	5,5	6,54	83,37
10	1249,9	416,9	1317,8	1000	ТМЗ	2	0,66	1,32	630,50	0,00	1,90	12,20	1,70	5,5	6,45	81,75
11	1162,9	306,7	1202,6	1000	ТМЗ	2	0,60	1,20	779,59	0,00	1,90	12,20	1,70	5,5	6,01	73,77
12	1425,7	412,8	1484,8	1250	ТМЗ	2	0,59	1,19	1014,82	0,00	1,80	15,00	1,20	5,5	6,24	78,47
13	1240,7	348,2	1288,6	1000	ТМЗ	2	0,64	1,29	648,59	0,00	1,90	12,20	1,70	5,5	6,33	79,67
14	1184,9	355,2	1237,1	1000	ТМЗ	2	0,62	1,24	745,55	0,00	1,90	12,20	1,70	5,5	6,13	76,08
15	1459,7	546,2	1558,5	1250	ТМЗ	2	0,62	1,25	965,30	0,00	1,80	15,00	1,20	5,5	6,51	83,44
16	1064,1	1032,5	1482,7	1000	ТМЗ	2	0,74	1,48	909,74	122,72	1,90	12,20	1,70	5,5	7,15	94,45

### 3.2 Выбор места расположения ТП на территории микрорайона

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

Предварительно объединим жилые дома и общественные здания в 16 групп.

Координаты символического центра электрических нагрузок группы домов определяются:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot P_{p\Sigma_i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma_i}} \quad (3.7)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{p\Sigma_i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\Sigma_i}} \quad (3.8)$$

где  $x_i$  – координата центра электрических нагрузок  $i$ -ого здания по оси абсцисс, м;

$y_i$  – координата центра электрических нагрузок  $i$ -ого здания по оси ординат, м;

$P_{p\Sigma_i}$  – суммарная расчетная активная нагрузка  $i$ -ого здания, кВт.

Радиус окружности круговой диаграммы электрических нагрузок, мм<sup>2</sup>:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma_i}}{\pi m}} \quad (3.9)$$

где  $m$  – масштаб картограммы электрических нагрузок, кВт/мм<sup>2</sup>.

Масштаб картограммы электрических нагрузок находится:

$$m = \frac{\min\{P_{p\Sigma_i}\}}{\pi R_{\min}^2}, \quad (3.10)$$

где  $R_{\min}$  – минимальный радиус круговой диаграммы для группы домов с минимальной суммарной электрической нагрузкой, мм.

Доля жилых, общественных и осветительной нагрузок в суммарной электрической определяется в соответствии с выражениями:

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$\alpha_{\text{ж.і}} = 360^\circ \cdot \frac{P_{\text{р.ж.і}}}{P_{\text{р.і}}}, \alpha_{\text{общ.і}} = 360^\circ \cdot \frac{P_{\text{р.общ.і}}}{P_{\text{р.і}}}, \alpha_{\text{осв.і}} = 360^\circ \cdot \frac{P_{\text{р.осв.і}}}{P_{\text{р.і}}} \quad (3.11)$$

Полученные результаты внесем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Расчеты для картограммы электрических нагрузок

№ ТП	РрΣТП, кВт	Рр.ж.д., кВт	Рр.общ.зд, кВт	Рр.осв кВт	X, мм	Y, мм	R, мм	ар.ж.д.	ар.общ.зд.	ар.осв.
1	1455,99	1280,67	164,90	10,42	148	764	12,22	316,65	40,77	2,58
2	1364,13	1007,55	342,54	14,04	400	775	11,82	265,90	90,40	3,71
3	1582,64	332,50	1243,51	6,63	513,5	691,5	12,74	75,63	282,86	1,51
4	1399,20	661,56	729,15	8,49	980	806	11,98	170,21	187,60	2,18
5	1374,52	761,97	601,55	11,00	936	711	11,87	199,57	157,55	2,88
6	1249,30	110,98	1131,69	6,63	1023,5	646	11,32	31,98	326,11	1,91
7	1423,12	299,92	1116,57	6,63	1025	496	12,08	75,87	282,45	1,68
8	975,66	444,71	524,32	6,63	735	510	10,00	164,09	193,46	2,45
9	1325,19	314,08	988,51	22,60	997	138	11,65	85,32	268,54	6,14
10	1503,88	848,43	648,82	6,63	755	246	12,42	203,10	155,31	1,59
11	1350,14	1052,70	287,79	9,65	521	166	11,76	280,69	76,74	2,57
12	1492,62	1230,98	255,01	6,63	233	155	12,37	296,90	61,50	1,60
13	1253,40	1119,75	127,02	6,63	132,5	342,5	11,33	321,61	36,48	1,90
14	1336,18	1017,45	312,10	6,63	264	448	11,70	274,13	84,09	1,79
15	1501,96	1072,58	422,75	6,63	520	468	12,41	257,08	101,33	1,59
16	1181,63	1175,00	0,00	6,63	502,5	540	11,01	357,98	0,00	2,02

$$m = \frac{975,66}{\pi \cdot 10^2} = 3,11 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Вывод по разделу 3

В данном разделе определили количество трансформаторных подстанций, которые нужно установить в районе, выбрали трансформаторы для ТП, рассчитали нагрузку на каждую ТП и нашли координаты центров нагрузок для каждой ТП.

## 4 ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО 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.

Электрические сети 10 кВ на территории городов, в районах застройки зданиями высотой выше 3 этажей выполняются кабельными. Кабельные линии прокладывают в траншеях на глубину не менее 0,7 м [1].

### 4.1 Выбор сечения ПКЛ 10 кВ

В данном проекте РП питает микрорайон, суммарная нагрузка которого составляет 22402 кВА.

Для того, чтобы выбрать сечение ПКЛ 10 кВ нужно знать расчетную мощность 16-ти ТП, питающих район, с учетом потерь.

Расчетные нагрузки на шинах 10 кВ РП определяются по формулам (4.1)-(4.3) с учетом несовпадения максимума нагрузок потребителей городских распределительных сетей путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов, принимаемый по табл. 2.4.1 [1].

$$P_{рп} = k_{тп} \cdot \sum P_{тп}, \quad (4.1)$$

где  $\sum P_{тп}$  – расчетную мощность 16-ти ТП, питающих район;

$k_{тп}$  – коэффициент совмещения максимумов (зависит от числа трансформаторов запитываемых от РП и застройки микрорайона)  $k_{тп} = 0,7$ ;

$$P_{рп} = 0,7 \cdot 19469,48 = 13628,6 \text{ кВт}$$

Рассчитаем реактивную мощность:

$$Q_{рп} = P_{рп} \cdot \text{tg}\varphi_{расч}; \quad (4.2)$$

$$Q_{р,црп} = 13628,6 \cdot 0,4 = 5451,44 \text{ кВар}$$

Определим полную мощность по формуле:

$$S_{рп} = \sqrt{P_{рп}^2 + Q_{рп}^2}. \quad (4.3)$$

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

$$S_{p.црп} = \sqrt{13628,6^2 + 5451,44^2} = 14678,45 \text{ кВА.}$$

Сечения жил кабелей 10 кВ выбираются по экономической плотности тока, а также по техническим ограничениям термической стойкости к токам КЗ, допустимому нагреву в нормальном и послеаварийном режимах и по допустимым потерям напряжения.

Расчетный ток цепи в нормальном режиме:

$$I_{p.л} = \frac{S_{рп}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (4.4)$$

где  $n$  – число кабельных линий, ;

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

$$I_{p.л} = \frac{14678,45}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 10} = 211,9 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{п.ав} = 2 \cdot I_{p.л} \quad (4.5)$$

$$I_{п.ав} = 2 \cdot 211,9 = 423,8 \text{ А.}$$

Челябинск является крупнейшим городом, согласно [1] плотность тока для  $T_{им} = 4500$  ч/год принимаем  $j_э = 1,2$  А/мм<sup>2</sup>, тогда сечение:

$$F_{э.рп} = \frac{I_{p.л}}{j_э}, \quad (4.6)$$

$$F_{эк.мпк} = \frac{211,9}{1,2} = 176,6 \text{ мм}^2$$

Выбираем двухцепную линию от каждой СШ РП со стандартным сечением:  
 $F_{рп.ст} = 240 \text{ мм}^2$ .

#### 4.2 Проверка выбранного сечения ПКЛ 10 кВ по условию допустимого нагрева

На этапе сравнения необходимо произвести сравнение двух марок силовых кабелей 10 кВ: кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена и кабель с пропитанной бумажной изоляцией.

Допустимый расчетный ток для различных типов кабелей необходимо учесть с поправочными коэффициентами: температурным (температуру жил и среды), поправочным (число кабелей в траншее), и перегрузочным – в послеаварийном режиме.

Для расчета используем следующие формулы:

(4.7)

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$I_{\text{доп.норм}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot k_3 \cdot k_t \cdot k_{\text{п}},$$

где  $I_{\text{доп.табл}}$  – допустимый табличный ток для приводимых марок кабелей, А;  
 $k_t$  – температурный коэффициент, учитывающий температуры жилы кабеля, а также температуру среды (грунта) при прокладке в траншее;  
 $k_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент учитывающий расстояние в свету между кабелями укладываемыми в траншее.  
 $k_3$  – коэффициент загрузки кабеля в нормальном режиме или коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме.  
 $k_t = 1,06$  – для расчетной температуры среды [1];  
 $k_3 = 0,7$  – для нормального режима для кабеля с изоляцией из СПЭ [1];  
 $k_3 = 0,8$  – для нормального режима для кабеля с ПБИ [1];  
 $k_3 = 1,17$  – для послеаварийного режима для кабеля с изоляцией из СПЭ [1];  
 $k_3 = 1,3$  – для послеаварийного режима для кабеля с ПБИ [1];

Допустимый длительный ток в послеаварийном режиме определим по формуле:

$$I_{\text{доп.п.ав}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot k_3 \cdot k_t \cdot k_{\text{п}}, \quad (4.8)$$

Проверка выбранной кабельной линии по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах сведем в таблицу 5.1:

Таблица 4.1 – Длительно допустимые токи кабелей

Тип кабелей	$I_{\text{табл}}$ , А	$I_{\text{доп.норм}}$ , А	$I_{\text{доп.п/ав}}$ , А
ААШв	390	271	475
АПвП	358	250	436

Выбранные сечения удовлетворяют по условию нагрева.

### 4.3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Дисконтированные затраты:

$$Z_{\text{д}} = K_{\Sigma \text{КЛ}} + (I'_{\text{экспл.}\Sigma} + I_{\Delta \text{Э}}) \cdot \sum_{t=2}^{T_p} (1+E)^{1-t}, \quad (4.9)$$

где  $E=10\%$  – норматив дисконтирования;

$T_p=10$  лет – расчетный период;

$I'_{\text{экспл}\Sigma}$  – издержки на эксплуатацию сети без учета отчислений на реновацию;

$I_{\Delta \text{Э}}$  – издержки на возмещение потерь электроэнергии;

$K_{\Sigma \text{КЛ}}$  – суммарные капиталовложения в сеть от питающей КЛ.

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ				

Расчет капиталовложений.

Суммарные капиталовложения в ПКЛ:

$$K_{\text{КЛ}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{линии}}. \quad (4.10)$$

Капиталовложения в одну линию:

$$K_{\text{лин}} = k_0 \cdot k_{\text{НДС}} \cdot L_{\text{лин}}, \quad (4.11)$$

где  $k_0$  — удельные капиталовложения в линию с указанными параметрами (таблица 5.2);

$$k_{\text{НДС}} = 1,18;$$

$L_{\text{лин}}$  — длина ПКЛ (2,5 км).

Таблица 4.2—Стоимость кабелей  $k_0$

Марка кабеля	ААШв	АПвП
$k_0$ , руб./км	1 273 420	936 400

Для первого варианта электроснабжения:

$$K_{\text{КЛ}} = 4 \cdot 1\,273\,420 \cdot 1,18 \cdot 2,5 = 15\,026\,356 \text{ руб} = 15,026 \text{ млн руб};$$

Для второго варианта электроснабжения:

$$K_{\text{КЛ}} = 4 \cdot 936\,400 \cdot 1,18 \cdot 2,5 = 11\,049\,520 \text{ руб} = 11,05 \text{ млн руб};$$

Расчет издержек.

Суммарные издержки ПКЛ без учета отчислений на реновацию:

$$I'_{\Sigma} = I'_{\text{экспл.}\Sigma},$$

Издержки на эксплуатацию без учета отчислений на реновацию:

$$I'_{\text{экспл.}\Sigma} = (a_{\text{обс}} + a_{\text{к.р.}}) \cdot K_{\Sigma},$$

где  $a_{\text{обс}}$ ,  $a_{\text{к.р.}}$  — нормы отчислений на обслуживание и капитальный ремонт соответственно.

Тогда получим:

$$I'_{\text{экспл.КЛ}} = (a_{\text{обс}} + a_{\text{к.р.}}) \cdot K_{\text{КЛ}} = 0,023 \cdot K_{\text{КЛ}}.$$

Для первого варианта электроснабжения:

$$I'_{\text{экспл.КЛ}} = 0,023 \cdot 15\,026\,356 = 345\,606,2 \text{ руб};$$

Для второго варианта электроснабжения:

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



$$I'_{\text{экспл.КЛ}} = 0,023 \cdot 11\,049\,520 = 254\,138,96 \text{ руб};$$

Таким образом приведенные затраты для обоих вариантов:

$$Z_{\text{д1}} = 15\,026\,356 + 345\,606,2 \cdot \sum_{t=2}^{10} (1+10)^{1-t} = 15\,060\,916,62 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{д2}} = 11\,049\,520 + 254\,138,96 \cdot \sum_{t=2}^{10} (1+10)^{1-t} = 11\,074\,933,9 \text{ руб};$$

Из двух рассматриваемых ПКЛ выбираем линию, питаемую кабелем АПвП, т.к. приведенные затраты меньше, что видно из расчета.

Вывод по разделу 4

Проведено технико-экономическое сравнение двух схем ЭС. Был сделан выбор в пользу двухпетлевой (кольцевой) схемы. Произведен выбор кабельных и воздушных линии на 0,4 и 10 кВ.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 5.1 Выбор вариантов схемы 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 10 кВ [1, п. 3.1.4]. Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников второй категории надежности электроснабжения является сочетание петлевых схем 10 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых схем 0,4 кВ для питания потребителей. Согласно требованиям [1]:

– питающие сети 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 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 10 кВ выполняются кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбирается прокладка кабелей в траншее (в одной траншее до 6 кабелей). Поскольку грунт на территории комплекса имеет низкую коррозионную активность, в грунте отсутствуют блуждающие токи и растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели типа АПвЭБП.

Все существующие схемы распределительных сетей условно разделены на группы в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителей, создаваемого данной схемой.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

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, представленные соответственно на рисунках 5.1 и 5.2.

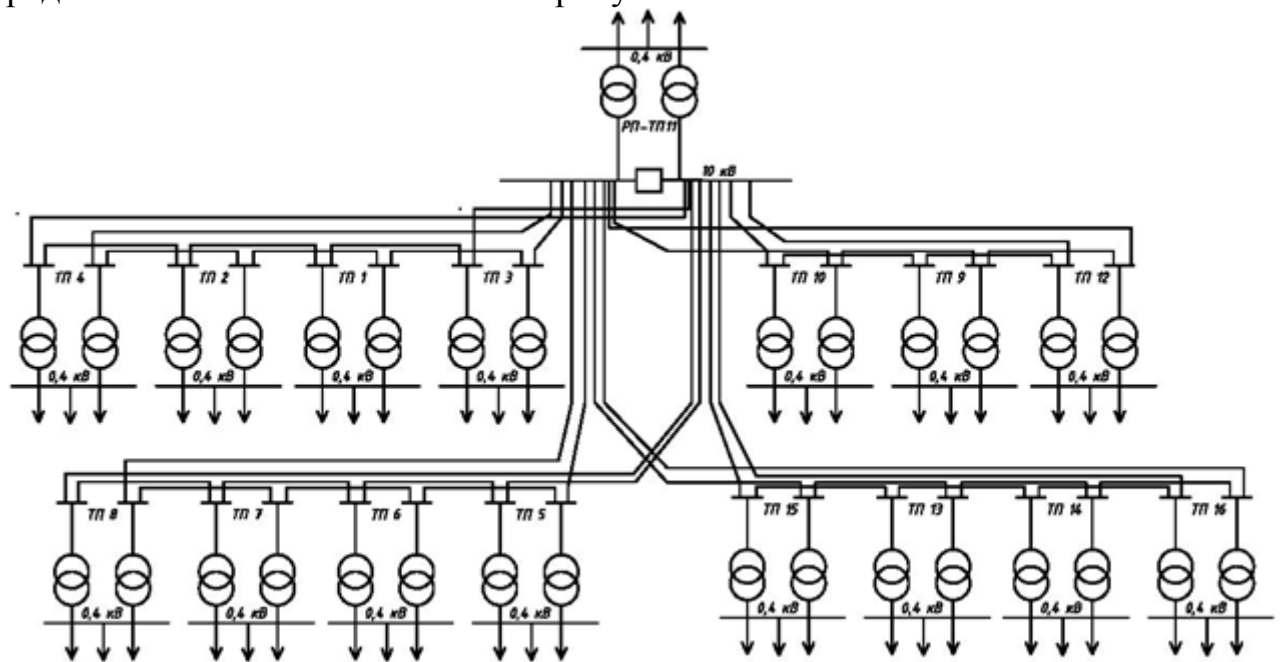


Рисунок 5.1 – Кольцевая схема электроснабжения

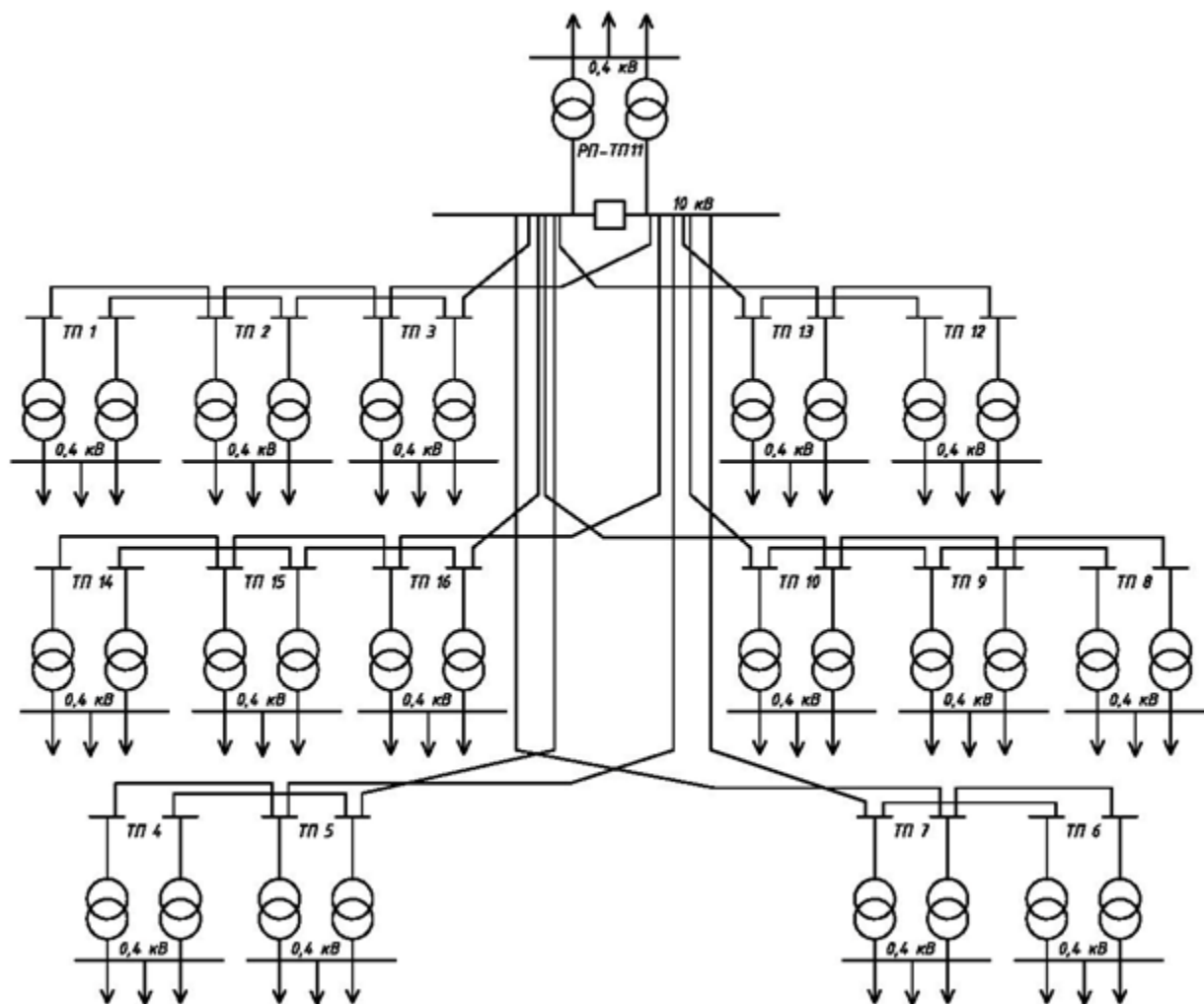


Рисунок 5.2 – Двухлучевая схема электроснабжения

По методике, приведенной в [5], 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 5.1 и 5.2:

$$S_A = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}}, \quad (5.1)$$

$$S_B = \frac{\sum_{i=1}^k S_i \cdot l_{iA}}{l_{AB}}, \quad (5.2)$$

где  $S_i$  – нагрузка  $i$ -го узла, кВА;

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

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

Для 1-ого кольца:

$$S_{A1}=3082,8 \text{ кВА},$$

$$S_{B1}=2335,3 \text{ кВА}.$$

Для 2-ого кольца:

$$S_{A2}=2264,5 \text{ кВА},$$

$$S_{B2}=2561,9 \text{ кВА}.$$

Для 3-ого кольца:

$$S_{A3}=3148,4 \text{ кВА},$$

$$S_{B3}=2196,9 \text{ кВА}.$$

Для 4-ого кольца:

$$S_{A4}=2472,1 \text{ кВА},$$

$$S_{B4}=3094,8 \text{ кВА}.$$

Проверка расчетов производится по балансу мощностей по формуле 19:

$$S_A + S_B = \sum_{i=1}^k S_i. \quad (5.3)$$

Для 1-ого кольца:

$$3082,8 + 2335,3 = 1402,6 + 1270,2 + 1331,2 + 1414,1, \\ 5418,1 \text{ кВА} = 5418,1 \text{ кВА}.$$

Для 2-ого кольца:

$$2264,5 + 2561,9 = 1344,1 + 1332,5 + 1405,8 + 744,1, \\ 4826,5 \text{ кВА} = 4826,5 \text{ кВА}.$$

Для 3-ого кольца:

$$1892,5 + 2424,1 = 1339,9 + 1317,7 + 1484,3, \\ 4316,6 \text{ кВА} = 4316,6 \text{ кВА}.$$

Для 4-ого кольца:

$$2472,1 + 3094,8 = 1288,6 + 1237,1 + 1558,5 + 1482,7, \\ 5566,9 \text{ кВА} = 5566,9 \text{ кВА}.$$

Потокораспределение на остальных участках сети находится по первому закону Кирхгофа.

Результаты расчета потоков мощности для кольцевой схемы в нормальном режиме приведены в таблице 5.1.

Аварийный режим в данной схеме представляет собой обрыв одной из 2 питающих линий.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Таблица 5.1 – Потоки мощности в нормальном режиме для двухкольцевой схемы

Участок КЛ	L, м	Потоки мощности		
		P, кВт	Q, кВар	S, кВА
Первое кольцо				
РП-ТП3	520	2889,2	1049,6	3082,8
ТП3-ТП1	380	1671,1	512,7	1751,5
ТП1-ТП2	250	312,1	165,6	348,9
ТП2-ТП4	580	894,8	230,7	921,3
ТП4-РП	780	2175,0	831,0	2335,3
Второе кольцо				
РП-ТП5	680	2056,2	927,2	2264,5
ТП5-ТП6	100	787,9	482,4	920,4
ТП6-ТП7	150	348,2	213,8	412,1
ТП7-ТП8	300	1636,4	776,8	1817,9
ТП8-РП	400	2334,7	1034,0	2561,9
Третье кольцо				
ТП11-ТП9	470	1767,7	668,3	1892,5
ТП9-ТП10	250	604,8	361,6	689,9
ТП10-ТП12	520	645,2	55,3	627,8
ТП12-ТП11	280	2134,4	1161,9	2424,1
Четвертое кольцо				
РП-ТП13	400	2258,9	917,9	2472,1
ТП13-ТП14	160	1018,2	569,7	1183,5
ТП14-ТП16	250	166,8	214,5	53,6
ТП16-ТП15	70	1230,9	1247,0	1536,3
ТП15-РП	300	2690,6	1364,2	3094,8

Двухлучевая схема относится к числу разомкнутых сетей. В подобных сетях потоки мощности по участкам находятся последовательным суммированием нагрузок потребителей, начиная с более удаленного по отношению к базисному узлу. В данном случае базисным является РП. Кабельная линия принимается двухпроводной, с учетом необходимости обеспечения резерва.

Результаты расчета приведены в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Потоки мощности в нормальном режиме для двухлучевой схемы

Участок КЛ	L, м	Потоки мощности		
		P, кВт	Q, кВар	S, кВА
Первый участок				
РП-ТП3	230	3783,9	1280,3	4004,0
ТП3-ТП2	140	2565,8	743,3	2672,8
ТП2-ТП1	250	1359,0	347,0	1402,6
Второй участок				
РП-ТП16	130	3708,8	1933,9	4278,3
ТП16-ТП15	80	2644,7	901,4	2795,6
ТП15-ТП14	250	1185,0	355,2	1237,1
Третий участок				
РП-ТП13	500	3829,3	1067,7	3975,5
ТП13-ТП12	200	2588,6	719,5	2686,9
ТП12-ТП11	300	1162,9	306,7	1202,6

Продолжение таблицы 5.2

Четвертый участок				
РП-ТП10	280	3174,6	1213,9	3401,7
ТП10-ТП9	250	1924,6	797,0	2084,0
ТП9-ТП8	450	698,2	257,3	744,1
Пятый участок				
РП-ТП5	380	2548,7	1045,1	2758,2
ТП5-ТП4	100	1280,3	600,4	1414,1
Шестой участок				
РП-ТП7	400	2424,3	1259,2	2738,3
ТП7-ТП6	150	1136,1	696,2	1332,5

### 5.2 Расчет кабельных линий 10 кВ

Городские распределительные и питающие сети 10 кВ выполняются кабельными линиями и представляют собой сети с изолированной нейтралью.

В соответствии с [1] сечение кабелей с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншее следует принимать не менее 70 мм<sup>2</sup>. Выбор кабельных линий осуществляется по экономической плотности тока, которая устанавливает оптимальное соотношение между затратами цветного металла и потерями электроэнергии в линии в нормальном режиме. Если сечение кабеля меньше значения, выбранного по экономической плотности тока, то возрастают потери электроэнергии. В противоположном случае возрастают затраты цветного металла.

Расчет проведем для участка РП-ТП3 в кольцевой схеме.

Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}$$

$$I_p = \frac{3082,77}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 88,99 \text{ А.}$$

где  $S_p$  – мощность, передаваемая по линии в нормальном режиме, кВ·А;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение кабельной линии, кВ;

$n$  – число параллельных кабелей, уложенных в кабельной линии,  $n = 2$ .

Сечение кабельной линии зависит от времени использования максимума нагрузки и экономической плотности тока определяется:

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}$$

Для жилых комплексов  $T_{им} = 4500$  ч/год и согласно [8] экономическая плотность тока  $j_3 = 1,2$  А/мм<sup>2</sup>.

$$F_3 = \frac{88,99}{1,2} = 74,2 \text{ мм}^2.$$

Используем кабели типа АПвЭБП – силовой кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена, бронированный стальными лентами. По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее большее стандартное сечение 95 мм<sup>2</sup>. По [1, п.7.2.6] В распределительных сетях 10 кВ кабели с алюминиевыми жилами при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 70 мм<sup>2</sup>. По каталожным данным [6] определяем длительно допустимый ток  $I_{доп} = 242$  А.

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки в траншее определяется по формуле:

$$I'_{доп} = I_{доп.табл} \cdot k_3 \cdot k_t \cdot k_{п.}$$

где  $K_{п}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [7, п.3.2.3],  $K_{п} = 0,9$ ;

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [7, табл. 3.43.], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с изоляцией из сшитого полиэтилена 80 °С и температуре почвы 15 °С,  $K_t = 1,04$ ;

$K_3$  – допустимая кратковременная перегрузка кабеля,  $K_3 = 1,25$ .

$$I'_{доп} = 242 \cdot 1,25 \cdot 1,04 \cdot 0,9 = 283,1 \text{ А.}$$

Расчетный допустимый ток кабеля должен быть больше расчетного тока в послеаварийном режиме. В нашем случае послеаварийный режим наступает при отказе одной из 2 цепей, т.е. ток в послеаварийном режиме равняется удвоенному току нормального режима.

$$I'_{доп} > 2I_p,$$

$$283,1 \text{ А} > 2 \cdot 88,99 \text{ А.}$$

Равенство выполняется, отсюда следует, что данное сечение нам подходит.

Потеря напряжения в кабельной линии в нормальном режиме не должна превышать 5%. Потеря напряжения рассчитывается по формуле 5.4.

(5.4)

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40



$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot 100\%,$$

где  $P_p$ ,  $Q_p$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

$r_0$ ,  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, определяемое по справочным данным [6], Ом/км ;

$l$  – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U = \frac{(2889,21 \cdot 0,32 \cdot 0,52 + 1049,59 \cdot 0,112 \cdot 0,52) \cdot 10^3}{2 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,27\%.$$

$$\Delta U = 0,27\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%.$$

Если потеря напряжений больше 5 % [6], то необходимо увеличить сечение кабеля, что приводит к дополнительным затратам цветного металла.

Кроме требований на допустимый ток и потерю напряжения, выбранный кабель должен быть проверен на термическую стойкость.

Расчеты токов короткого замыкания выполнены в разделе 6, где скорректирован выбор кабеля.

Для технико-экономических расчетов необходимо определить величину потерь мощности в кабельных линиях по формуле 5.5. В наибольшей степени потери в линиях передач обусловлены потерями активной мощности за счет нагрева проводников.

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot n. \quad (5.5)$$

$$\Delta P = 3 \cdot 88,99^2 \cdot 0,32 \cdot 0,52 \cdot 2 = 3,95 \text{ кВт}.$$

Результаты расчета кабельных линий представлены в таблицах 5.3 и 5.4 для кольцевой схемы и таблицах 5.5 и 5.6 для двухлучевой схемы.

Таблица 5.3 – Результаты выбора кабельных линий для кольцевой схемы

Участки	$S_p$ , кВА	$I_p$ , А	$F_{\Sigma}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{\text{ст.}}$ , мм <sup>2</sup>	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки
1	2	3	4	5	6	7
РП-ТП3	3082,77	88,99	74,2	95	2хАПвЭБП(3х95)	в траншее
ТП3-ТП1	1751,53	50,56	42,1	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП1-ТП2	348,93	10,07	8,4	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП2-ТП4	921,30	26,60	22,2	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП4-РП	2335,31	67,41	56,2	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
РП-ТП5	2264,53	65,37	54,5	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП5-ТП6	920,45	26,57	22,1	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП6-ТП7	412,10	11,90	9,9	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП7-ТП8	1817,90	52,48	43,7	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП8-РП	2561,95	73,96	61,6	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП11-ТП9	1892,49	54,63	45,5	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП9-ТП10	689,86	19,91	16,6	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее

Продолжение таблицы 5.3

1	2	3	4	5	6	7
ТП10-ТП12	627,8	18,12	15,1	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП12-ТП11	2424,1	69,98	58,3	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
РП-ТП13	2472,14	71,36	59,5	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП13-ТП14	1183,51	34,17	28,5	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП14-ТП16	53,6	1,55	1,3	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП16-ТП15	1536,28	44,35	37	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП15-ТП	3094,77	89,34	74,4	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее

Таблица 5.4 – Проверка кабельных линий для кольцевой схемы

Участки	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$I'_{\text{доп}}, \text{А}$	$2I_p, \text{А}$	$L, \text{км}$	$r_0, \text{ом/км}$	$x_0, \text{ом/км}$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, \text{кВт}$
РП-ТП3	242	283,1	177,98	0,52	0,320	0,112	0,27	3,95
ТП3-ТП1	203	237,5	101,12	0,38	0,443	0,119	0,15	1,29
ТП1-ТП2	203	237,5	20,15	0,25	0,443	0,119	0,02	0,03
ТП2-ТП4	203	237,5	53,19	0,58	0,443	0,119	0,12	0,55
ТП4-РП	203	237,5	134,83	0,78	0,443	0,119	0,41	4,71
РП-ТП5	203	237,5	130,74	0,68	0,443	0,119	0,35	3,86
ТП5-ТП6	203	237,5	53,14	0,1	0,443	0,119	0,02	0,09
ТП6-ТП7	203	237,5	23,79	0,15	0,443	0,119	0,01	0,03
ТП7-ТП8	203	237,5	104,96	0,3	0,443	0,119	0,12	1,10
ТП8-РП	203	237,5	147,91	0,4	0,443	0,119	0,23	2,91
ТП11-ТП9	203	237,5	109,26	0,47	0,443	0,119	0,20	1,86
ТП9-ТП10	203	237,5	39,83	0,25	0,443	0,119	0,04	0,13
ТП10-ТП12	203	237,5	36,25	0,52	0,443	0,119	0,08	0,23
ТП12-ТП11	203	237,5	139,96	0,28	0,443	0,119	0,15	1,82
РП-ТП13	203	237,5	142,73	0,4	0,443	0,119	0,22	2,71
ТП13-ТП14	203	237,5	68,33	0,16	0,443	0,119	0,04	0,25
ТП14-ТП16	203	237,5	3,09	0,25	0,443	0,119	0,01	0,00
ТП16-ТП15	203	237,5	88,70	0,07	0,443	0,119	0,02	0,18
ТП15-ТП	203	237,5	178,68	0,3	0,443	0,119	0,20	3,18

Также в таблицы 5.5 и 5.6 последней строкой будет расчет кабеля, питающий РП от ПС «Ленинская».

Таблица 5.5 – Результаты выбора кабельных линий для двухлучевой схемы

Участки	$S_p$ , кВА	$I_p$ , А	$F_3$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст.}$ , мм <sup>2</sup>	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки
РП-ТП3	4004,01	115,6	96,3	120	2хАПвЭБП(3х120)	в траншее
ТП3-ТП2	2672,77	77,2	64,3	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП2-ТП1	1402,60	40,5	33,7	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
РП-ТП16	4278,28	123,5	102,9	120	2хАПвЭБП(3х120)	в траншее
ТП16-ТП15	2795,60	80,7	67,3	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП15-ТП14	1237,06	35,7	29,8	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
РП-ТП13	3975,54	111,4	92,9	95	2хАПвЭБП(3х95)	в траншее
ТП13-ТП12	2686,91	77,6	64,6	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП12-ТП11	1202,63	34,7	28,9	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
РП-ТП10	3401,66	98,2	81,8	95	2хАПвЭБП(3х95)	в траншее
ТП10-ТП9	2083,98	60,2	50,1	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП9-ТП8	744,13	21,5	17,9	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
РП-ТП5	2758,15	79,6	66,4	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП5-ТП4	1414,07	40,8	34	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
РП-ТП7	2738,27	79	65,9	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ТП7-ТП6	1332,45	40,8	34	70	2хАПвЭБП(3х70)	в траншее
ПС-РП	14026,23	202,45	238,46	240	4хАПвЭБП(3х240)	в траншее

Таблица 5.6 – Проверка кабельных линий для двухлучевой схемы

Участки	$I_{доп}$ , А	$I'_{доп}$ , А	$2I_p$ , А	L, км	$r_0$ , ом/км	$x_0$ , ом/км	$\Delta U$ , %	$\Delta P$ , кВт
РП-ТП3	276	322,9	231,2	0,52	0,253	0,108	0,13	2,33
ТП3-ТП2	203	237,5	154,3	0,14	0,443	0,119	0,09	1,11
ТП2-ТП1	203	237,5	81	0,25	0,443	0,119	0,08	0,54
РП-ТП16	276	322,9	247	0,38	0,253	0,108	0,07	1,51
ТП16-ТП15	203	237,5	161,4	0,08	0,443	0,119	0,05	0,69
ТП15-ТП14	203	237,5	71,4	0,25	0,443	0,119	0,07	0,42
РП-ТП13	242	283,1	222,8	0,43	0,320	0,112	0,34	5,96
ТП13-ТП12	203	237,5	155,1	0,2	0,443	0,119	0,12	1,60
ТП12-ТП11	203	237,5	69,4	0,3	0,443	0,119	0,08	0,48
РП-ТП10	203	283,1	196,4	0,23	0,320	0,112	0,16	2,59
ТП10-ТП9	203	237,5	120,3	0,25	0,443	0,119	0,12	1,20
ТП9-ТП8	203	237,5	43	0,45	0,443	0,119	0,08	0,28
РП-ТП5	203	237,5	159,2	0,68	0,443	0,119	0,24	3,20
ТП5-ТП4	203	237,5	81,6	0,1	0,443	0,119	0,03	0,22
РП-ТП7	203	237,5	158,1	0,4	0,443	0,119	0,24	3,32
ТП7-ТП6	203	237,5	81,6	0,15	0,443	0,119	0,04	0,33
ПС-РП	408	408,41	404,9	2,6	0,125	0,099	3,93	39,96

Выбранные сечения кабельной сети удовлетворяют условиям проверки по нагреву длительно допустимым током и по потерям напряжения.

### 5.3 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.

Расчет производится по методике, описанной в [9, п.2.9].

Приведенные затраты для обоих вариантов определяются по формуле 5.6:

$$З = E_n \cdot K + I_n, \quad (5.6)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности,  $E_n=0,12$  1/год, [9,табл. 2.23].;

$K$  – капитальные вложения по варианту, тыс. руб. [10, табл.9].;

$I_n$  – ежегодные издержки, которые определяются по формуле 5.7.

$$I_n = I_a + I_m + I_э, \quad (5.7)$$

где  $I_a$  – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_m$  – затраты на электроэнергию, тыс. руб.;

$I_э$  – расходы по эксплуатации, тыс. руб.

Амортизационные отчисления определяются по формуле 5.8:

$$I_a = E_a \cdot K, \quad (5.8)$$

где  $E_a$  – годовая норма амортизации,  $E_a = 0,03$  1/год [9, табл. 2.23].

Затраты на электроэнергию определяются стоимостью потерь электроэнергии в электрической сети рассматриваемого варианта:

$$I_m = m \cdot \Delta P_m, \quad (5.9)$$

где  $m$  – стоимость 1 кВт максимальных активных нагрузочных потерь, руб/(кВт · год);

$\Delta P_m$  – максимальные потери активной мощности, кВт.

Стоимость 1 кВт максимальных активных нагрузочных потерь определяется:

$$m = \left( \frac{\alpha}{T_m} + \beta \right) \cdot \tau_m, \quad (5.10)$$

где  $T_m$  – число часов использования максимума нагрузки,  $T_m = 4500$  ч;

$\alpha$  – основная ставка двухставочного тарифа,  $\alpha = 1499 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$ ;

$\beta$  – дополнительная ставка,  $\beta = 1,284 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ .

$\tau_m$  – число часов использования максимума потерь, определяющиеся по формуле 5.11:

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$\tau_m = (0,124 + \frac{T_m}{10000})^2 \cdot 8760. \quad (5.11)$$

$$\tau_m = (0,124 + \frac{4500}{10000})^2 \cdot 8760 = 2886,21 \text{ ч.}$$

$$m = (\frac{12 \cdot 1499}{4500} + 1,284) \cdot 2886,1 = 15,2 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}.$$

Расходы по эксплуатации определяются по формуле 5.12:

$$I_3 = E_{т.р} \cdot K, \quad (5.12)$$

где  $E_{т.р}$  – нормативным отчислениям в долях единицы от капиталовложений,  $E_{т.р} = 0,015$ , [9, табл. 2.23].

Результаты расчетов для обоих вариантов внесем в таблицы 5.7 и 5.8 соответственно.

Таблица 5.7 – Техничко-экономические показатели варианта 1

Участок	Кабель	L, км	C, тыс. руб/ км	K, тыс. руб	I <sub>а</sub> тыс. руб/ год	I <sub>3</sub> тыс. руб/ год	I <sub>м</sub> тыс. руб/ год	I <sub>н</sub> тыс. руб/ год	З, тыс. руб/ год
РП-ТП3	2хАПвЭБП(3х95)	0,52	536	278,7	8,36	4,18	60,26	72,80	106,2
ТП3-ТП1	2хАПвЭБП(3х70)	0,38	475	180,5	5,42	2,71	19,68	27,80	49,5
ТП1-ТП2	2хАПвЭБП(3х70)	0,25	475	118,7	3,56	1,78	0,51	5,86	20,11
ТП2-ТП4	2хАПвЭБП(3х70)	0,58	475	275,5	8,27	4,13	8,31	20,71	53,77
ТП4-РП	2хАПвЭБП(3х70)	0,78	475	370,5	11,12	5,56	71,81	88,48	132,9
РП-ТП5	2хАПвЭБП(3х70)	0,68	475	323,0	9,69	4,85	58,87	73,40	112,2
ТП5-ТП6	2хАПвЭБП(3х70)	0,1	475	47,50	1,43	0,71	1,43	3,57	9,27
ТП6-ТП7	2хАПвЭБП(3х70)	0,15	475	71,25	2,14	1,07	0,43	3,64	12,19
ТП7-ТП8	2хАПвЭБП(3х70)	0,3	475	142,5	4,28	2,14	16,74	23,15	40,25
ТП8-РП	2хАПвЭБП(3х70)	0,4	475	190,0	5,70	2,85	44,32	52,87	75,67
ТП11-ТП9	2хАПвЭБП(3х70)	0,47	475	223,2	6,70	3,35	28,42	38,46	65,25
ТП9-ТП10	2хАПвЭБП(3х70)	0,25	475	118,7	3,56	1,78	2,01	7,35	21,60
ТП10-ТП12	2хАПвЭБП(3х70)	0,52	475	247,0	7,41	3,71	3,46	14,57	44,21
ТП12-ТП11	2хАПвЭБП(3х70)	0,28	475	133,0	3,99	2,00	27,78	33,76	49,72
РП-ТП13	2хАПвЭБП(3х70)	0,4	475	190,0	5,70	2,85	41,27	49,82	72,62
ТП13-ТП14	2хАПвЭБП(3х70)	0,16	475	76,00	2,28	1,14	3,78	7,20	16,32
ТП14-ТП16	2хАПвЭБП(3х70)	0,25	475	118,7	3,56	1,78	0,01	5,36	19,61
ТП16-ТП15	2хАПвЭБП(3х70)	0,07	475	33,25	1,00	0,50	2,79	4,29	8,28
ТП15-ТП	2хАПвЭБП(3х70)	0,3	475	142,5	4,28	2,14	48,51	54,92	72,02
Итого по варианту 1									981,7

Таблица 5.8 – Технико-экономические показатели варианта 2

Участок	Кабель	L, км	C, тыс. руб/ км	K, тыс. руб	I <sub>а</sub> ты. руб/ год	I <sub>з</sub> тыс. руб/ год	I <sub>м</sub> тыс. руб/ год	I <sub>н</sub> тыс. руб/ год	З, тыс. руб/ год
РП-ТП3	2хАПвЭБП(3х120)	0,52	619,7	322,24	9,67	4,83	104,03	118,53	157,2
ТП3-ТП2	2хАПвЭБП(3х70)	0,14	475	66,5	2,0	1,0	21,85	24,85	32,83
ТП2-ТП1	2хАПвЭБП(3х70)	0,25	475	118,75	3,56	1,78	10,75	16,09	30,34
РП-ТП16	2хАПвЭБП(3х120)	0,38	475	235,49	7,06	3,53	86,8	97,39	125,65
ТП16-ТП15	2хАПвЭБП(3х70)	0,08	619,7	38	1,14	0,57	13,66	15,37	19,93
ТП15-ТП14	2хАПвЭБП(3х70)	0,25	475	118,75	3,56	1,78	8,36	13,70	27,95
РП-ТП13	2хАПвЭБП(3х95)	0,43	475	230,44	6,91	3,46	101,11	111,48	139,13
ТП13-ТП12	2хАПвЭБП(3х70)	0,2	535,9	95	2,85	1,43	31,55	35,83	47,23
ТП12-ТП11	2хАПвЭБП(3х70)	0,3	475	142,5	4,28	2,14	9,48	15,89	32,99
РП-ТП10	2хАПвЭБП(3х95)	0,23	475	123,26	3,7	1,85	42,01	47,55	62,34
ТП10-ТП9	2хАПвЭБП(3х70)	0,25	535,9	118,75	3,56	1,78	23,72	29,07	43,32
ТП9-ТП8	2хАПвЭБП(3х70)	0,45	475	213,75	6,41	3,21	5,44	15,06	40,71
РП-ТП5	2хАПвЭБП(3х70)	0,68	475	323,0	9,69	4,85	113,03	127,57	166,33
ТП5-ТП4	2хАПвЭБП(3х70)	0,1	475	47,5	1,43	0,71	4,37	6,51	12,21
РП-ТП7	2хАПвЭБП(3х70)	0,4	475	190	5,7	2,85	65,54	74,09	96,89
ТП7-ТП6	2хАПвЭБП(3х70)	0,15	475	71,25	2,14	1,07	6,55	9,76	18,31
Итого по варианту 2									1 053,37

#### 5.4 Расчет кабельных линий 0,4 кВ

Расчет кабельных линий 0.4 кВ аналогичен расчету кабельных линий 10 кВ, показанному в пункте 5.2.

Произведем расчет для дома, находящемся по адресу: Харлова, 15.

Расчетный ток кабеля в одной линии в нормальном режиме определяется по формуле 20:

$$I_p = \frac{623,9}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 225,1 \text{ А,}$$

Сечение кабельной линии зависит от времени использования максимума нагрузки и экономической плотности тока определяется по формуле 21:

$$F_э = \frac{225,1}{1,2} = 187,6 \text{ мм}^2,$$

Используем кабели типа АВВГ – кабель с алюминиевыми жилами, изоляцией из поливинилхлоридного пластика, оболочкой из поливинилхлоридного пластика, небронированный. По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее большее стандартное сечение 185 мм<sup>2</sup>. По каталожным данным [11] определяем длительно допустимый ток I<sub>доп</sub> = 336 А.

Расчетный допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки в траншее определяется по формуле 22:

$$I'_{доп} = 0,77 \cdot 1,04 \cdot 336 \cdot 1,25 = 336,34 \text{ А.}$$

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ					

Расчетный допустимый ток кабеля должен быть больше расчетного тока в послеаварийном режиме. В нашем случае послеаварийный режим наступает при отказе одной из 2 цепей, т.е. ток в послеаварийном режиме равняется удвоенному току нормального режима.

$$I'_{\text{доп}} > 2I_p,$$

$$336,34 > 2 \cdot 187,6 \text{ А.}$$

Равенство выполняется, отсюда следует, что данное сечение нам подходит.

Потеря напряжения в кабельной линии в нормальном режиме не должна превышать 5%. Потеря напряжения рассчитывается по формуле.

$$\Delta U = \frac{(530,3 \cdot 0,17 \cdot 0,2 + 328,65 \cdot 0,0596 \cdot 0,2) \cdot 10^3}{4 \cdot (0,4 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 3,43\%,$$

$$\Delta U = 3,43\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\%.$$

Вывод по разделу 5

Были рассчитаны параметры двух вариантов схем электроснабжения микрорайона (кольцевой и двухлучевой). Оба варианта проходят по условиям проверки по нагреву длительно допустимым током и по потерям напряжения.

Также провели технико-экономическое сравнение двух вариантов схем электроснабжения на основе приведенных затрат и для дальнейших расчетов выбрали кольцевую схему электроснабжения, как наиболее экономичную.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 6.1 Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением выше 1 кВ

Для упрощения практических расчетов токов КЗ в распределительных электрических сетях напряжением выше 1 кВ принято не учитывать следующие факторы: переходное сопротивление в месте КЗ, сопротивления всех трех фаз трансформаторов, линий, реакторов и других элементов сети считаются одинаковыми, не учитываются токи намагничивания силовых трансформаторов и токи нагрузки.

Для расчетов токов КЗ составим схему замещения (рисунок 6.1)

Схема замещения представляет собой электрическую схему, которая соответствует исходным данным расчетной схеме, но в которой все магнитные связи заменены электрическими связями, и все элементы системы электроснабжения представлены своими сопротивлениями.

Расчет выполнен по методике описанной в [13].

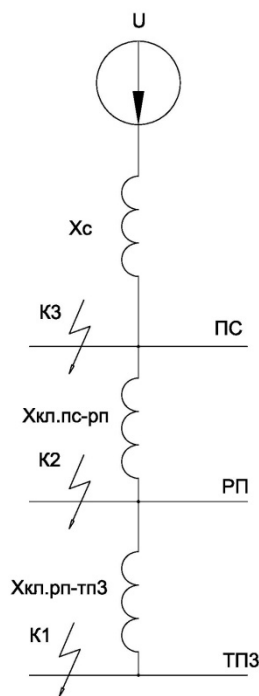


Рисунок 6.1 – Схема замещения для расчета токов КЗ выше 1 кВ

Расчет проводим в относительных единицах.

Базисную мощность примем  $S_б = 100$  МВА. Принимаем средние значения напряжений сети:  $U_{CP1} = 10,5$  кВ,  $U_{CP2} = 0,4$  кВ.

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле 6.1:

$$X_c = \frac{S_б}{S_{кз}}, \quad (6.1)$$

где  $S_б$  – базисная мощность,  $S_б = 100$  МВА;

$S_{кз}$  – мощность КЗ,  $S_{кз} = 190$  МВА.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



$$X_c = \frac{100 \cdot 10^6}{190 \cdot 10^6} = 0,526 \text{ о.е.}$$

Тогда ток КЗ в точке КЗ определяется, как:

$$I_{\text{КЗ}}^{\text{т.КЗ}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср1}} \cdot X_c}, \quad (6.2)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{\text{т.КЗ}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,526} = 10,45 \text{ кА.}$$

Найдем ток КЗ в точке К2.

Определим реактивное сопротивление кабельной линии между ПС «Ленинская» и РП по формуле 6.3:

$$X_{\text{кл}} = \frac{X_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot S_6}{n \cdot U_{\text{ср1}}^2}, \quad (6.3)$$

где  $X_{0\text{кл}}$  – реактивное сопротивление нулевой последовательности,  $X_{0\text{кл}} = 0,099 \text{ ом/км}$ ;

$L_{\text{кл}}$  – длина кабельной линии,  $L_{\text{кл}} = 2,6 \text{ км}$ ;

$n$  – количество параллельных кабелей,  $n = 4$ .

$$X_{\text{кл}} = \frac{0,099 \cdot 2,6 \cdot 100 \cdot 10^6}{4 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,058 \text{ о.е.}$$

Определим активное сопротивление кабельной линии между ПС «Ленинская» и РП по формуле 6.4:

$$R_{\text{кл}} = \frac{R_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot S_6}{n \cdot U_{\text{ср1}}^2}, \quad (6.4)$$

где  $R_{0\text{кл}}$  – активное сопротивление нулевой последовательности,

$R_{0\text{кл}} = 0,13 \text{ ом/км}$ ;

$$R_{\text{кл}} = \frac{0,13 \cdot 2,6 \cdot 100 \cdot 10^6}{4 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,074 \text{ о.е.}$$

Тогда полное сопротивление до точки КЗ определяется как:

$$Z_{\text{КЗ}} = \sqrt{R_{\text{кл}}^2 + (X_c + X_{\text{кл}})^2} \quad (6.5)$$

$$Z_{\text{КЗ}} = \sqrt{0,074^2 + (0,526 + 0,058)^2} = 0,6 \text{ о.е.}$$

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Итак, ток КЗ в точке К2 находится по формуле 6.6:

$$I_{кз}^{т.К2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср1} \cdot Z_{кз}}, \quad (6.6)$$

$$I_{кз}^{т.К2} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,6} = 9,2 \text{ кА.}$$

Рассчитанные данные сведем в таблицу 6.1

Таблица 6.1–Токи КЗ в сети выше 1 кВ

	Место точек расчета короткого замыкания		
	К1	К2	К3
Ток трёхфазного КЗ $I_{п0(i)}^{(3)}$ , кА	8,1	9,2	10,45
Мощность трехфазного КЗ, $S_{кз(i)}$ , МВА	157,7	167,3	190

Расчет точки К1 представлен ниже.

Далее проведем проверку кабельных линий между РП и ТП на термическую стойкость.

Для примера рассмотрим линию РП-ТПЗ для двухкольцевой схемы электроснабжения.

Параметры линии:  $X_{0кЛ1} = 0,112 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ ,  $R_{0кЛ1} = 0,32 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ ,  $L = 0,52 \text{ км}$ .

По формулам 6.3 и 6.4 определим сопротивления линий.

$$X_{кЛ1} = \frac{0,112 \cdot 0,52 \cdot 100 \cdot 10^6}{2 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,026 \text{ о.е.}$$

$$R_{кЛ1} = \frac{0,13 \cdot 0,52 \cdot 100 \cdot 10^6}{2 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,075 \text{ о.е.}$$

Тогда полное сопротивление равняется:

$$Z_{кЛ1} = \sqrt{R_{кЛ1}^2 + X_{кЛ1}^2} = \sqrt{0,075^2 + 0,026^2} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Для остальных расчет аналогичен и предоставлен в таблицах 6.2 и 6.3.

Таблица 6.2 – Расчет сопротивлений кабельных линий для двухкольцевой схемы

Линия	$L_i$ , км	$r_{0i}$ , Ом/км	$x_{0i}$ , Ом/км	$R_i$ , о.е.	$X_i$ , о.е.	$Z_i$ , о.е.
1	2	3	4	5	6	7
РП-ТПЗ	0,52	0,320	0,112	0,075	0,026	0,080
ТПЗ-ТП1	0,38	0,443	0,119	0,076	0,021	0,079
ТП1-ТП2	0,25	0,443	0,119	0,050	0,013	0,052
ТП2-ТП4	0,58	0,443	0,119	0,117	0,031	0,121
ТП4-РП	0,78	0,443	0,119	0,157	0,042	0,162
РП-ТП5	0,68	0,443	0,119	0,137	0,037	0,141
ТП5-ТП6	0,1	0,443	0,119	0,020	0,005	0,021
ТП6-ТП7	0,15	0,443	0,119	0,030	0,008	0,031
ТП7-ТП8	0,3	0,443	0,119	0,060	0,016	0,062
ТП8-РП	0,4	0,443	0,119	0,080	0,022	0,083
ТП11-ТП9	0,47	0,443	0,119	0,094	0,025	0,098
ТП9-ТП10	0,25	0,443	0,119	0,050	0,013	0,052
ТП10-ТП12	0,52	0,443	0,119	0,104	0,028	0,108
ТП12-ТП11	0,28	0,443	0,119	0,056	0,015	0,058
РП-ТП13	0,4	0,443	0,119	0,080	0,022	0,083
ТП13-ТП14	0,16	0,443	0,119	0,032	0,009	0,033
ТП14-ТП16	0,25	0,443	0,119	0,050	0,013	0,052
ТП16-ТП15	0,07	0,443	0,119	0,014	0,004	0,015
ТП15-ТП	0,3	0,443	0,119	0,060	0,016	0,062

Таблица 6.3 – Расчет сопротивлений кабельных линий для двухлучевой схемы

Линия	$L_i$ , км	$r_{0i}$ , Ом/км	$x_{0i}$ , Ом/км	$R_i$ , о.е.	$X_i$ , о.е.	$Z_i$ , о.е.
РП-ТПЗ	0,52	0,253	0,108	0,06	0,025	0,065
ТПЗ-ТП2	0,14	0,443	0,119	0,028	0,008	0,029
ТП2-ТП1	0,25	0,443	0,119	0,050	0,013	0,052
РП-ТП16	0,38	0,253	0,108	0,044	0,019	0,047
ТП16-ТП15	0,08	0,443	0,119	0,016	0,004	0,017
ТП15-ТП14	0,25	0,443	0,119	0,050	0,013	0,052
РП-ТП13	0,43	0,320	0,112	0,062	0,022	0,066
ТП13-ТП12	0,2	0,443	0,119	0,040	0,011	0,042
ТП12-ТП11	0,3	0,443	0,119	0,060	0,016	0,062
РП-ТП10	0,23	0,320	0,112	0,033	0,012	0,035
ТП10-ТП9	0,25	0,443	0,119	0,050	0,013	0,052
ТП9-ТП8	0,45	0,443	0,119	0,090	0,024	0,094
РП-ТП5	0,68	0,443	0,119	0,137	0,037	0,141
ТП5-ТП4	0,1	0,443	0,119	0,020	0,005	0,021
РП-ТП7	0,4	0,443	0,119	0,080	0,022	0,083
ТП7-ТП6	0,15	0,443	0,119	0,030	0,008	0,031

Итак, ток КЗ находится по формуле 6.7:

$$I_{кз.1}^{(3)K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp1} \cdot (Z_{кз} + Z_{кл1})}, \quad (6.7)$$

$$I_{кз.1}^{(3)K1} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^6 \cdot (0,6 + 0,08)} = 8,1 \text{ кА.}$$

Далее найдем ударный ток по формуле 6.8:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз.1}^{(3)K1}, \quad (6.8)$$

где  $K_y$  – коэффициент ударного тока,  $K_y = 1,369$ .

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 8,1 = 15,7 \text{ кА.}$$

Минимальное сечение жил кабеля  $F_{т.1}$  по термической стойкости находится:

$$F_{т.1} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (6.9)$$

где  $B_k$  – импульс квадратичного тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания [12];

$C$  – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника. Для кабелей и проводов с полиэтиленовой изоляцией и алюминиевыми жилами принимается  $C = 65$ .

Тепловой импульс  $B_k$  определяется в зависимости от местонахождения точки короткого замыкания в электрической схеме. В нашем случае это удалённое короткое замыкание.

Полный тепловой импульс короткого замыкания находится:

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отл} + T_a), \quad (6.9)$$

где  $I_{п.о}$  – действующее значение периодической составляющей начальной тока короткого замыкания,  $I_{п.о} = 8,1 \text{ кА}$ ;

$t_{отл}$  – время отключения, с.

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания,  $T_a = 0,01 \text{ с}$  [12, табл.2.2].

Согласно ПУЭ [8] время отключения  $t_{отк}$  складывается из времени действия основной релейной защиты данной цепи  $t_{р.з} = 0,01 \text{ с}$ , полного времени отключения выключателя  $t_{о.в} = 0,06 \text{ с}$  и от ступени селективности  $\Delta t = 0,10 \text{ с}$ ; т.к. релейная защита срабатывает с конца линии, а ток КЗ находится на шинах РП, то берем утроенное время срабатывания релейной защиты (т.к. 3 ТП)

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в} + \Delta t = 0,01 + 0,06 + 0,30 = 0,37 \text{ с}, \quad (6.10)$$

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$B_k = 8,1^2 \cdot (0,37+0,01) = 24,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Тогда минимальное сечение равняется:

$$F_{T,1} = \frac{\sqrt{24,9 \cdot 10^3}}{65} = 77,92 \text{ мм}^2$$

$$F_{T,1} = 77,92 \text{ мм}^2 < F_1 = 95 \text{ мм}^2$$

Отсюда можно сделать вывод, что данное сечение проходит по термической стойкости. Выполним расчет для остальных кабельных линий и поместим результаты в таблицах 6.4 и 6.5 соответственно.

Таблица 6.4 – Результаты расчетов кабельных линий на термическую стойкость для двухкольцевой схемы

Линия	Z <sub>i</sub> , о.е.	Z <sub>Σ(i)*</sub> , о.е.	I <sup>(3)</sup> <sub>п(i)</sub> ,кА	i <sub>уд(i)</sub> , кА	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> · с	F <sub>T</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>прин.</sub> , мм <sup>2</sup>
РП-ТП3	0,080	0,669	8,1	15,7	24,9	77,92	95
ТП3-ТП1	0,079	1,003	5,48	10,61	8,41	44,62	70
ТП1-ТП2	0,052	0,924	5,95	11,52	6,37	38,83	70
ТП2-ТП4	0,121	0,872	6,30	12,21	3,18	27,43	70
ТП4-РП	0,162	0,752	7,32	14,16	9,63	47,75	70
РП-ТП5	0,141	0,731	7,52	14,57	4,53	32,74	70
ТП5-ТП6	0,021	0,787	6,99	13,53	13,67	56,88	70
ТП6-ТП7	0,031	0,766	7,18	13,90	9,27	46,85	70
ТП7-ТП8	0,062	0,735	7,48	14,49	4,48	32,56	70
ТП8-РП	0,083	0,673	8,18	15,83	12,03	53,37	70
ТП11-ТП9	0,098	0,989	5,56	10,77	2,47	24,20	70
ТП9-ТП10	0,052	0,891	6,17	11,95	10,66	50,24	70
ТП10-ТП12	0,108	0,839	6,55	12,69	7,73	42,78	70
ТП12-ТП11	0,058	0,731	7,52	14,57	4,53	32,74	70
РП-ТП13	0,083	0,673	8,18	15,83	5,35	35,58	70
ТП13-ТП14	0,033	0,752	7,32	14,16	20,34	69,38	70
ТП14-ТП16	0,052	0,718	7,66	14,82	16,41	62,32	70
ТП16-ТП15	0,015	0,666	8,25	15,98	12,26	53,87	70
ТП15-ТП	0,062	0,652	8,44	16,33	5,69	36,71	70

Таблица 6.5 – Результаты расчетов кабельных линий на термическую стойкость для двухлучевой схемы

Линия	Z <sub>i</sub> , о.е.	Z <sub>Σ(i)*</sub> , о.е.	I <sup>(3)</sup> <sub>п(i)</sub> ,кА	i <sub>уд(i)</sub> , кА	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> · с	F <sub>T</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>прин.</sub> , мм <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8
РП-ТП3	0,065	0,654	8,41	15,27	19,78	68,43	120
ТП3-ТП2	0,029	0,683	8,05	15,58	11,66	52,52	70
ТП2-ТП1	0,052	0,735	7,48	14,48	4,47	32,54	70
РП-ТП16	0,047	0,637	8,64	16,72	20,88	70,30	120
ТП16-ТП15	0,017	0,653	8,42	16,29	12,75	54,93	70

Продолжение таблицы 6.5

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП15-ТП14	0,052	0,71	7,80	15,09	4,86	33,92	70
РП-ТП13	0,066	0,66	8,39	16,24	19,71	68,30	95
ТП13-ТП12	0,042	0,70	7,89	15,27	11,20	51,49	70
ТП12-ТП11	0,062	0,76	7,24	14,02	4,19	31,51	70
РП-ТП10	0,035	0,62	8,80	17,04	21,69	71,66	95
ТП10-ТП9	0,052	0,68	8,13	15,73	11,89	53,04	70
ТП9-ТП8	0,094	0,77	7,14	13,82	4,08	31,06	70
РП-ТП5	0,141	0,73	7,52	14,57	10,19	49,11	70
ТП5-ТП4	0,021	0,75	7,32	14,16	4,28	31,84	70
РП-ТП7	0,083	0,67	8,18	15,83	12,03	53,37	70
ТП7-ТП6	0,031	0,70	7,81	15,13	4,88	34,00	70

По данным таблиц 6.4 и 6.5 видно, что неравенство  $F_T < F_{прин}$ , соблюдается во всех случаях, то есть сечения кабельных линий были выбраны правильно во всех случаях.

6.2. Расчет токов КЗ в электрических сетях напряжением ниже 1 кВ

Схема распределительной сети от ТП до ВРУ дома представлена на рисунке 6.2.

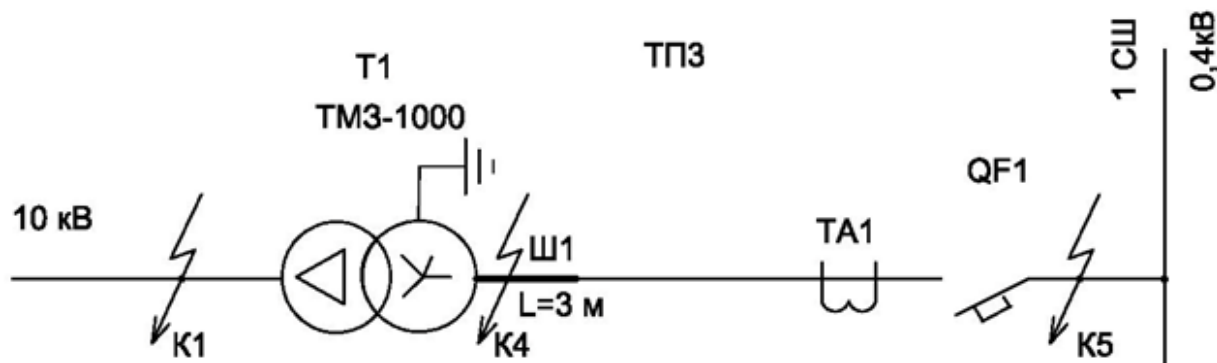


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в электрической сети напряжением менее 1 кВ.

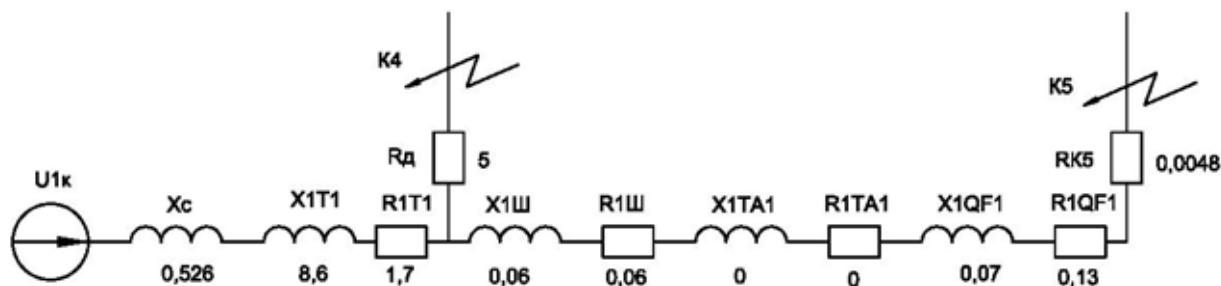


Рисунок 6.3– Схема замещения прямой последовательности

При расчёте токов КЗ в электроустановках до 1000 В необходимо в качестве расчётных сопротивлений принимать индуктивные и активные сопротивления всех элементов цепи, включая активные сопротивления переходных контактов цепи. В случае питания электрических сетей до 1000 В от понижающих трансформаторов при расчёте токов КЗ следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно номинальному напряжению.

Активное сопротивление линий, индуктивное сопротивление трансформаторов тока, катушек автоматических выключателей, контакторов оказывают значительно влияние на токи КЗ.

### 6.2.1 Исходные данные

Трансформатор Т1: тип ТМЗ-1000/10/0,4, схема соединения обмоток Д/У<sub>Н</sub>, напряжение короткого замыкания  $U_K = 5,5 \%$ ; потери короткого замыкания  $\Delta P_K = 10,8$  кВт.

Мощность КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора Т1 в точке К2 при максимальном режиме работы составляет  $S^{K1} = 157,7$  МВА (см. табл.6.1)

Между трансформатором и вводным выключателем QF1 расположен шинопровод длиной 3 м. Номинальный ток трансформатора Т1 составляет  $I_{Т.Н} = 1443,4$  А, с учетом перегрузки (1,4·I<sub>Т.Н</sub>) ток трансформатора может достигать величины 2020 А. Поэтому в качестве исходных данных возьмем шинопровод ШМА68П на ток 2500 А.

–удельные сопротивления фазы  $R_{1уд.ш} = 0,02$  мОм/м,  $X_{1уд.ш} = 0,02$  мОм/м;  
–удельные сопротивления нулевой шины  $R_{0.уд.ш} = 0,07$  мОм/м,  $X_{0.уд.ш} = 0,045$  мОм/м.

### 6.2.2 Определение сопротивлений схемы замещения

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

Сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_{ср}^2}{S_{кз}^{K1}} \quad (6.11)$$

$$X_c = \frac{400^2}{157,7 \cdot 10^6} = 1,01 \text{ мОм}$$

Сопротивления трансформатора 1000 кВА для схемы соединения обмоток Д/У<sub>Н</sub> возьмем:  $R_{1Т1} = 1,7$  мОм,  $X_{1Т1} = 8,6$  мОм,  $R_{0Т1} = 19,6$  мОм,  $X_{0Т1} = 60,6$  мОм.

Сопротивление шинопровода между трансформатором и вводным автоматическим выключателем:

$$R_{1ш} = R_{1уд.ш} \cdot L \quad (6.12)$$

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ				

$$X_{1ш} = X_{1уд.ш} \cdot L \quad (6.13)$$

$$R_{1ш} = 0,02 \cdot 3 = 0,06 \text{ мОм}$$

$$X_{1ш} = 0,02 \cdot 3 = 0,06 \text{ мОм}$$

Сопротивления переходных контактных сопротивлений [4, табл. П.1.6.2]:  
 – шинпровода Ш1 с двух сторон по  $R_{к.ш} = 0,0024 \text{ мОм}$  – суммарное сопротивление переходных контактных сопротивлений (учтем только шинпровод Ш1):

$$R_{к.ж} = 2 \cdot 0,0024 = 0,0048 \text{ мОм}$$

Сопротивления автоматического выключателя QF1 на номинальный ток 2500 А:

$$R_{QF1} = 0,13 \text{ мОм}; X_{QF1} = 0,07 \text{ мОм}.$$

– активное и индуктивное сопротивления трансформатора тока 2500/5 А прием равными нулю в следствии их малости.

Активное сопротивление заземляющей дуги:

– на вводах 10 кВ трансформатора Т1, точка К3 –  $R_d = 5 \text{ мОм}$ .

### 6.2.3 Определение токов КЗ

Точка К3:

Сопротивление контура КЗ (прямой последовательности):

– активное

$$R_{1\Sigma.K4} = R_{1Т1} + R_d \quad (6.14)$$

$$R_{1\Sigma.K4} = 1,7 + 5 = 6,7 \text{ мОм}.$$

– реактивное

$$X_{1\Sigma.K4} = X_{1Т1} + X_c \quad (6.15)$$

$$X_{1\Sigma.K4} = 8,6 + 1,01 = 9,61 \text{ мОм}.$$

– полное

$$Z_{1\Sigma.K4} = \sqrt{R_{1\Sigma.K4}^2 + X_{1\Sigma.K4}^2} \quad (6.16)$$

$$Z_{1\Sigma.K4} = \sqrt{6,7^2 + 9,61^2} = 11,7 \text{ мОм}.$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К4 :

$$I_{кз.1}^{(3)K4} = \frac{U_{cp2}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1\Sigma K4}}, \quad (6.17)$$

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



$$I_{кз.1}^{(3)K4} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,7 \cdot 10^{-3}} = 19,74 \text{ кА}$$

Точка К5:

Сопrotивление контура К3:

– активное

$$R_{1\Sigma.K5} = R_{1T1} + R_{1ш} + R_{TA1} + R_{QF1} + R_{K.K4} + R_{Д} \quad (6.18)$$

$$R_{1\Sigma.K5} = 1,7 + 0,06 + 0 + 0,13 + 0,0048 + 5 = 6,9 \text{ мОм}$$

– реактивное

$$X_{1\Sigma.K5} = X_c + X_{1T1} + X_{1ш} + X_{TA1} + X_{QF1} \quad (6.19)$$

$$X_{1\Sigma.K5} = 1,01 + 8,6 + 0,06 + 0 + 0,07 = 9,74 \text{ мОм}$$

– полное

$$Z_{1\Sigma.K5} = \sqrt{R_{1\Sigma.K5}^2 + X_{1\Sigma.K5}^2} \quad (6.20)$$

$$Z_{1\Sigma.K5} = \sqrt{6,9^2 + 9,74^2} = 11,9 \text{ мОм}$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К4:

$$I_{кз.1}^{(3)K5} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,9 \cdot 10^{-3}} = 19,407 \text{ кА}$$

Для выбора оборудования кроме установившегося тока КЗ надо знать ударный ток КЗ.

Точка К4:

$$R_{1\Sigma.K4} / X_{1\Sigma.K4} = 6,7 / 9,61 = 0,7$$

Ударный ток К4:

$$i_{уд}^{K4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз.1}^{(3)K4} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 19,74 = 30,7 \text{ кА}$$

Точка К5:

$$R_{1\Sigma.K5} / X_{1\Sigma.K5} = 6,9 / 9,74 = 0,71$$

Ударный ток К5:

$$i_{уд}^{K5} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз.1}^{(3)K5} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 19,407 = 30,2 \text{ кА}$$

После расчетов токов КЗ ниже 1кВ сведем данные в таблицу 6.6

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Таблица 6.6 – Токи КЗ в сети до 1 кВ

	Место точек расчета короткого замыкания	
	К4	К5
Ток трёхфазного КЗ $I_{п0(i)}^{(3)}$ , кА	19,74	19,407
Мощность трехфазного КЗ, $S_{кз(i)}$ , МВА	359	352,9
Ударный ток КЗ $i_{уд}$ , кА	30,7	30,2

### Выводы по разделу 6

Произведен расчёт токов короткого замыкания во всех характерных точках системы электроснабжения, благодаря чему стал возможен выбор электрооборудования.

## 7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

## 7.1 Выбор ВРУ

Выбор ВРУ здания обуславливается мощностью здания с учетом мощностей лифтов и санитарно-технических устройств, а также с учетом категории надежности потребителей. Принимаем к установке ВРУ-21Л-211.

На вводе распределительного щита ВРУ устанавливается выключатель-разъединитель. Для защиты присоединений выбираем предохранители.

Для примера рассмотрим дом с номером на плане 15 ( II категория надежности)

### 7.1.1 Выбор вводного устройства

Выбор параметров вводного устройства определяется расчетными значениями токов в нормальном режиме, послеаварийном режиме, а также токов КЗ.

Выбираем в качестве вводного устройства трехполюсный выключатель-разъединитель ВА88-33 для сетей переменного тока напряжением до 400 В с параметрами:

$$U_{\text{ном}}=400 \text{ В};$$

$$I_{\text{ном}}=160 \text{ А};$$

$$I_{\text{отк}}=35 \text{ кА}.$$

Сделаем проверку по выше приведенным положениям по выбору автоматов:

$$U_{\text{ном}}=380 \text{ В}; \quad 380 \text{ В} \leq 400 \text{ В};$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{50,03}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 72,2 \text{ А} \quad 72,2 \text{ А} \leq 160 \text{ А};$$

$$i_y = 30,2 \text{ кА} \quad 30,2 \text{ кА} \leq 35 \text{ кА}.$$

Как видно из проверки ВА88-33 соответствует всем требованиям.

### 7.1.2 Выбор предохранителей отходящих присоединений

Предохранители устанавливаются в электрическую цепь после рубильника на отходящих кабельных линиях.

Расчетные условия для выбора предохранителей:

$$U_{\text{ном}}=380 \text{ В};$$

$$I_{\text{стояка}}=72,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{СТУ}}=28,7 \text{ А};$$

Принимаем к установке предохранители типа ПН2-100 с параметрами:

$$U_{\text{ном}} \leq 380 \text{ В};$$

$$I_{\text{ном}}=100 \text{ А};$$

$$I_{\text{пл.вс}}=80 \text{ А};$$

$$I_{\text{откл.предохр}}=100 \text{ А};$$

Проведем проверку по выше приведенным параметрам:

$$72,2 \text{ А} \leq 80 \text{ А} \text{ – для стояка};$$

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$28,7 \text{ A} \leq 80 \text{ A}$  – для СТУ;

$30,7 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}$ .

Как видно из проверки предохранитель ПН2-100 соответствует всем требованиям.

## 7.2. Выбор электрооборудования в РУ-0,4 кВ

В электроустановках до 1000 В основной выбор электрооборудования производится на ТП 10/0,4 кВ. Принимаем к установке БКТП 10/0,4 кВ с номинальной мощностью устанавливаемых трансформаторов 1000 кВА, типом силового трансформатора ТМЗ.

В ТП 10/0,4 кВ в РУ 0,4 кВ принимаем к установке следующие типы шкафов:

- вводной типа ЩО70;
- линейный типа ЩО70;
- секционный типа ЩО70.

Ошиновка панелей данных шкафов устойчива при ударных токах КЗ до 50 кА. Панели открыты сверху и сзади и предназначены для установки в помещениях с температурой воздуха от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$  и относительной влажностью до 80%. Панели допускают одностороннее и двухстороннее обслуживание. В комплект шкафов входят вводной выключатель, секционный выключатель, рубильники, трансформаторы тока, предохранители.

Для примера проведем выбор оборудования для ТПЗ.

### 7.2.1 Выбор автоматических выключателей

Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением предназначены для отключения токов КЗ, перегрузок, недопустимых снижениях напряжения, для оперативных включений и отключений электрических цепей на напряжение до 1000 В.

Автоматические выключатели рассчитаны для работы в продолжительном режиме и предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

- установка на высоте не более 1000 м над уровнем моря;
- температура окружающей среды изменяется в пределах от  $-40^{\circ}\text{C}$  (без выпадения росы и инея) до  $+40^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность не более 90% при  $20^{\circ}\text{C}$  и не более 50% при  $40^{\circ}\text{C}$ ;
- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержит токопроводящую пыль в количестве, нарушающем работу выключателя, и агрессивные газы и пары в концентрации, разрушающих металлы и изоляцию;
- место установки автоматического выключателя защищено от попадания воды, масла, эмульсий и т.п.;
- отсутствие непосредственного воздействия солнечной и радиоактивной радиации;
- отсутствие резких толчков (ударов) и сильной тряски;
- вибрация мест крепления с частотой до 100 Гц при ускорении не более  $0,7g$ .

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Выбор автоматов производится:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по роду тока и его назначению  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;
- по конструктивному исполнению;
- по предельно отключаемому току  $I_{по}^{(3)} \leq I_{отк}$ ;
- по электродинамической стойкости  $i_y \leq I_{отк}$ .

### 7.2.2 Выбор вводного выключателя

Выбор параметров вводного выключателя определяется расчетными значениями токов в нормальном режиме, послеаварийном режиме, а также токов КЗ.

Выбираем в качестве вводного выключателя ВА-СЭЩ-В АН25Е трёхполюсный для сетей переменного тока напряжением до 415 В с параметрами:

$$U_{ном} = 380 \text{ В};$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А};$$

$$I_{отк} = 100 \text{ кА}.$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору автоматов:

$$\begin{aligned} U_{ном} &= 380 \text{ В}; & 380 \text{ В} &\leq 415 \\ I_{ном} &= \frac{1218,15}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 879,12 \text{ А} & 879,12 \text{ А} &\leq 2500 \text{ А}; \\ I_{max} &= \frac{1218,15}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1758,25 \text{ А} & 1758,25 \text{ А} &\leq 2500 \text{ А}; \\ I_k^{(3)K5} &= 19,407 \text{ кА}; & 19,407 \text{ кА} &\leq 100 \text{ кА}; \\ i_{уд} &= 30,2 \text{ кА}. & 30,2 \text{ кА} &\leq 100 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Как видно из проверки автоматический выключатель ВА-СЭЩ-В АН25Е удовлетворяет всем требованиям по выбору автоматических выключателей.

### 7.2.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Он устанавливается на стороне НН понизительного двухобмоточного трансформатора. Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по току  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{max} \leq I_{ном}$ .

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости  $i_v \leq I_{дин}$ ;

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ				

- по термической стойкости  $B_k \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$ ;

- по вторичной нагрузке  $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ ,

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

В качестве примера приведём пример выбор трансформатора тока для установки в ТПЗ.

На стороне НН понизительного двухобмоточного трансформатора устанавливаются:

-амперметр типа Э – 335;

-счётчик активной энергии типа СА3 – И 670;

-счётчик реактивной энергии типа СР4 – И 676.

Намечаем к установке трансформатор тока типа ТНШЛ-0,66 с параметрами:

$$U_{\text{ном}} \leq 0,66 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А};$$

$$I_{\text{дин}} = 35 \text{ кА};$$

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 30^2 \cdot 1 = 900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом (при классе точности 0.5)}.$$

Расчётные данные для выбора трансформатора тока:

$$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В};$$

$$I_{\text{ном}} = 879,12 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} = 1758,25 \text{ А};$$

$$I_{\text{к}}^{(3)K5} = 19,407 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 30,2 \text{ кА}.$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов[11]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \quad (7.1)$$

где  $r_{\text{приб}}$  - сопротивление приборов, Ом;

$r_{\text{пров}}$  - сопротивление проводов, Ом;

$r_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов, Ом.

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (7.2)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сопротивление соединительных проводов определяется по формуле:

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{F} \quad (7.3)$$

где  $F$  - сечение соединительных проводов,  $\text{мм}^2$  – по условиям прочности сечение не должно быть меньше  $2,5 \text{ мм}^2$  для алюминиевых жил и  $1,5 \text{ мм}^2$  для медных жил;

$L_{\text{расч}}$  - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

$\rho$  - удельное сопротивление материала провода,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ .

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец) можно принять для разных присоединений приблизительно равной  $10 \text{ м}$ , тогда при включении приборов в полную звезду  $L_{\text{расч}}=30 \text{ м}$ ;

Принимаем медные провода с  $\rho=0,0175$ ,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ .

Тогда получаем:

$$r_{\text{конт}}=0,05, \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,5} = 0,35 \text{ Ом}.$$

Найдём  $r_{\text{приб}}$ .

Вторичная нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 6.1.

Таблица 7.1 – Вторичная нагрузка трансформатора тока.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И670	2,5	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
Итого:		6,0	6,0	6,0

Загрузка фаз вторичной обмотки трансформатора тока равномерна:

$$S_{\text{приб}} = 6 \text{ ВА};$$

$$I_2=5 \text{ А};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом};$$

$$z_2=0,24+0,05+0,35=0,64 \text{ Ом}.$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору трансформаторов тока:

$$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В};$$

$$I_{\text{ном}} = 879,12 \text{ А};$$

$$380 \text{ В} \leq 660 \text{ В};$$

$$879,12 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$$

						Лист
					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{макс}} = 1758,25 \text{ А};$$

$$I_{\text{к}}^{(3)K5} = 19,407 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 30,2 \text{ кА}.$$

$$z_2 = 0,64 \text{ Ом}.$$

$$1758,25 \text{ А} \leq 2500 \text{ А};$$

$$19,407 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

$$30,2 \text{ кА} \leq 35 \text{ кА}.$$

$$0,64 \text{ Ом} \leq 0,8 \text{ Ом}.$$

Как видно из проверки трансформатор тока удовлетворяет ТНШЛ-0,66 всем требованиям по выбору трансформаторов тока.

### 7.3 Выбор оборудования в РУ-10 кВ

Выбор электрооборудования на ТП 10/0,4 кВ в РУ 10 кВ обуславливается мощностью устанавливаемых на ТП трансформаторов. Необходимо помнить, что при номинальной мощности силовых трансформаторов более 630 кВА на вводе разъединитель не ставится, а ставится блок предохранитель – выключатель нагрузки. Разъединители устанавливаются в соседних шкафах.

На стороне ВН устанавливаем шкафы КСО-202М.

Ошиновка панелей данных шкафов устойчива при ударных токах КЗ до 60 кА. Панели открыты сверху и сзади и предназначены для установки в помещениях с температурой воздуха от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$  и относительной влажностью до 80%. Панели допускают одностороннее обслуживание.

#### 7.3.1 Выбор выключателя нагрузки

Выключатель нагрузки представляет собой трёхполюсный коммутационный аппарат переменного тока для напряжения свыше 1000 В, рассчитанный на отключение рабочих токов, порядка номинального, и снабжённый приводом для неавтоматического или автоматического управления. Выключатели нагрузки не предназначены для отключения токов КЗ, но включающая их способность соответствует электродинамической стойкости при КЗ.

Выключатели нагрузки применяются в присоединениях силовых трансформаторов на стороне высшего напряжения вместо силовых выключателей, если это возможно по условиям работы электроустановки. Поскольку они не рассчитаны на отключение тока КЗ, функции автоматического отключения трансформатора в случае КЗ возлагаются на плавкие предохранители.

Выбор выключателей нагрузки производится:

- по напряжению установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$  ;

- по длительному току  $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$ ,  $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$ .

- по электродинамической стойкости  $i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв}}$ ;  $I_{\text{ПО}}^{(3)} \leq I_{\text{пр.скв}}$ ;

- по термической стойкости  $B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$ .

Расчётные условия для выбора выключателя нагрузки:

$$U_{\text{ном}} = 10000 \text{ В};$$

$$I_{\text{норм}} = 35,2 \text{ А};$$

						Лист
					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$I_{\text{макс}}=70,3 \text{ A};$$

$$I_{\text{К}}^{(3)\text{К}1}=8,1 \text{ кА};$$

$$i_{\text{у}}=15,7 \text{ кА};$$

Принимаем к установке выключатель нагрузки ВНП-16с параметрами:

$$U_{\text{НОМ}} \leq 10000 \text{ В};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А};$$

$$I_{\text{отк.НОМ}} = 200 \text{ А};$$

$$I_{\text{пр.СКВ}} = 30 \text{ кА};$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору выключателя нагрузки:

$$U_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ В} \leq 10000 \text{ В};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 35,2 \text{ А} \leq 200 \text{ А} - \text{ в нормальном режиме};$$

$$I_{\text{макс}} = 70,3 \text{ А} \leq 200 \text{ А} - \text{ в послеаварийном режиме};$$

$$i_{\text{у}} = 15,7 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = 8,1 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

Как видно из проверки выключатель нагрузки ВНП-16 удовлетворяет всем требованиям по выбору выключателей нагрузки.

### 7.3.2 Выбор предохранителей

Выбираем предохранитель при напряжении выше 1000 В для защиты трансформатора 1000 кВА:

Расчётные условия для выбора предохранителя следующие:

$$U_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ В};$$

$$I_{\text{НОРМ}} = 35,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс}} = 70,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{К}}^{(3)\text{К}1} = 8,1 \text{ кА}.$$

Принимаем к установке предохранитель ПКТ-103-10-180-20 с параметрами:

$$U_{\text{НОМ}} \leq 10000, \text{ В};$$

$$U_{\text{макс}} \leq 12000, \text{ В};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 180 \text{ А};$$

$$I_{\text{отк.предохранителя}} = 20 \text{ кА}.$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору предохранителя:

$$U_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ В} \leq 12000 \text{ В};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 35,2 \text{ А} \leq 180 \text{ А} - \text{ в нормальном режиме};$$

$$I_{\text{макс}} = 70,3 \text{ А} \leq 180 \text{ А} - \text{ в послеаварийном режиме};$$

$$I_{\text{К}}^{(3)\text{К}1} = 8,1 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

Как видно из проверки предохранитель ПКТ-103-6-160-20 удовлетворяет всем требованиям по выбору предохранителей.

### 7.3.3 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, и который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтах разъединитель создаёт видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному короткому замыканию и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Однако для упрощения схем электроустановок допускается использовать разъединители для производства следующих операций:

- отключения и включения нейтралей трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;
- отключения и включения зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов);
- отключения и включения нагрузочного тока до 15 А трёхполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже;
- разъединителями разрешается отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных кабельных линий.

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$  ;
- по току  $I_{ном} \leq I_{ном}$  ,  $I_{макс} \leq I_{ном}$  .
- по конструкции, роду установки; - по электродинамической стойкости  $i_y \leq I_{дин}$  ;
- по термической стойкости  $B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$  .

Пример выбора разъединителя для ТП с установленными трансформаторами 2x1000 кВА:

Расчётные условия по выбору разъединителя:

$$U_{ном} = 10000 \text{ В};$$

$$I_{ном} = 35,2 \text{ А};$$

$$I_{макс} = 70,3 \text{ А};$$

$$i_y = 16,79 \text{ кА};$$

Принимаем к установке разъединитель РВЗ-10/400 с параметрами:

$$U_{ном} \leq 12000 \text{ В};$$

$$I_{ном} = 400 \text{ А};$$

$$I_{дин} = 40 \text{ кА};$$

Производим проверку по выше приведённым положениям по выбору разъединителя:

$$U_{ном} = 10000 \text{ В} \leq 12000 \text{ В};$$

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ				

$$I_{\text{норм}}=35,2 \text{ A} \leq 400 \text{ A};$$

$$I_{\text{макс}}=70,3 \text{ A} \leq 400 \text{ A};$$

$$i_y=16,79 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Как видно из проверки разъединитель РВЗ-10/400 удовлетворяет всем требованиям по выбору разъединителей.

#### 7.4 Конструкция ТП 10/0,4 кВ типа ТМЗ-1000/10 кВ

Трансформаторная подстанция предназначена для электроснабжения групп зданий, жилищно-коммунальной и общественной застройки города. По надежности обеспечения электроэнергией подстанция удовлетворяет требованиям электроприемников первой и второй категории.

Трансформаторная подстанция размещается в отдельном здании, рассчитана на установку двух трансформаторов мощностью 1000 кВА и устройство до четырех кабельных вводов 10 кВ с использованием камер комплектного распределительного устройства серии КСО-202М.

В соответствии с заключением главного санитарно-эпидемиологического управления разрыв между жилой застройкой и ТП, с точки зрения шумов, создаваемых трансформаторами составляет не менее 20 метров.

На напряжении 10 кВ приняты две секции сборных шин, к которым может быть присоединено до четырех линий и два силовых трансформатора мощностью 1000 кВА. В РУ-10 кВ в силовых цепях к установке приняты выключатели нагрузки ВНШ16.

Заземление каждой секции сборных шин предусматривается стационарными заземляющими ножами разъединителей шинного моста ШМР. Автоматика, защита и измерения на отходящих шинах отсутствуют.

На напряжении 0,4 кВ принята одинарная, секционированная автоматическая на две секции система сборных шин. Питание секций шин осуществляется от силовых трансформаторов, подключенных к щиту 0,4 кВ через автоматы. Присоединение линий к шинам предусматривается через рубильники и предохранители. Сечение сборных шин 0,4 кВ принимается исходя из мощности силового трансформатора 1000 кВА с учетом перегрузки до 40% с проверкой на динамическую и термическую устойчивость при трехфазном коротком замыкании.

В ТП предусматривается установка следующих измерительных приборов:

- вольтметров на секциях шин 0,4 кВ;
- амперметров на сторонах 0,4 кВ силовых трансформаторов;
- амперметров на отходящих шинах 0,4 кВ.

Автоматика в ТП предусматривается в следующем объеме:

- автоматическое отключение выключателя нагрузки ВНА СЭЩ П-6/630 при перегорании плавких вставок предохранителей 6 кВ на отходящих линиях и

в цепях силовых трансформаторов (для схем с АВР на шинах 0,4 кВ).

Питание отключающих катушек выключателей нагрузки принято от оперативных цепей секционного автомата 0,4кВ;

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- АВР на шинах 0,4 кВ осуществляется включением секционного автомата при исчезновении напряжения на одной из секций шин 0,4 кВ или отключении одного из силовых трансформаторов.

Предусматривается восстановление схемы при появлении напряжения на обеих секциях.

Вентиляция помещений трансформаторной подстанции естественная, через жалюзи.

Питание сети электроосвещения и обогрева ТП принято от групповых щитков, которые через переключатель могут быть подключены к одному из вводов 0,4 кВ силовых трансформаторов. Защита групповых щитков осуществляется через плавкие предохранители, установленные на внутренней боковой стенке панели вводов. В трансформаторной подстанции предусматривается рабочее освещение на напряжении 220В и ремонтное освещение на напряжение 36В через понижающий трансформатор 220/36В.

Для камер КСО-202 в РУ-10 кВ предусматривается технологический обогрев с помощью электропечей. Включение печей автоматическое при температуре внутри помещения ниже 20°С.

Здание трансформаторной подстанции одноэтажное, внутри которого в отдельных помещениях располагаются: РУ-10 кВ, силовые трансформаторы мощностью 1000 кВА и щит 0,4 кВ. Соединение трансформаторов со щитом 0,4 кВ и РУ-10 кВ осуществляется кабелями. Распределительное устройство 10 кВ комплектуется камерами одностороннего обслуживания КСО-202. Камеры в РУ-10 кВ устанавливаются в два ряда. Щит 0,4 кВ комплектуется распределительными панелями ЩО70. В помещении щита 0,4 кВ предусматривается установка панели уличного освещения. В этом же помещении располагаются групповые щитки электроосвещения, обогрева, трансформатор ремонтного освещения 220/36 В.

Вводы линий 10 кВ и 0,4 кВ кабельные. Крепление оборудования и конструкций осуществляется дюбелями, болтами и электросваркой к закладным деталям в стенах и полу, предусмотренных в строительной части.

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства должно быть работоспособно в любое время года. Заземляющее устройство ТП выполнено в виде замкнутого контура вокруг здания ТП. Искусственное заземляющее устройство выполняется глубинными заземлителями, которые связываются с магистралью заземления в двух местах.

#### Выводы по разделу 7

В данном разделе был произведен выбор всего необходимого оборудования, на стороне ВН и НН, для электроснабжения микрорайона.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 8 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 микрорайоне 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:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{р.мкр}}}{P_{\text{р.мкр}}}$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{8939,66}{21748,79} = 0,41$$

Из полученного значения следует, что значение коэффициента реактивной мощности в период максимума нагрузки соблюдается, следовательно, не требуется установка компенсирующих устройств.

Вывод по разделу 8

В данном разделе провели сравнения исходного коэффициента реактивной мощности с расчетным.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ 380 В ОТХОДЯЩИХ ОТ ТП, ВРУ И В КВАРТИРЕ

### 9.1 Организация релейной защиты

На рисунке 9.1 приведена принципиальная электрическая схема сети напряжением ниже 1 кВ.

На низковольтных распределительных пунктах и шинопроводах используются автоматические выключатели (например РПН2 и ШР), имеющие, как правило, две ступени защиты – без селективной токовой отсечки. Применение на РПН2 автоматических выключателей QF4–QF6 даёт возможность выполнения здесь автоматического ввода резерва (АВР).

Автоматические выключатели, коммутирующие отходящие от трансформаторной подстанции ТП питающие линии КЛ, как правило, имеют также две ступени защиты. В тоже время, в начале отдельных отходящих линий, питающих магистральные и распределительные шинопроводы или низковольтные распределительные пункты, обеспечивающих электроснабжение ответственных потребителей (насосные, больницы, школы и др.), могут стоять автоматические выключатели, имеющие по три ступени защиты.

Вводные QF1 и QF2 и секционный QF3 автоматические выключатели в ТП, в которых установлены трансформаторы мощностью 250 кВА и более, должны иметь три ступени защиты – защиту от перегрузки, селективную токовую отсечку (с выдержкой времени) и мгновенную токовую отсечку (без выдержки времени). В ТП с трансформаторами мощностью 160 кВА и менее автоматические выключатели имеют двухступенчатую токовую защиту (без селективной токовой отсечки). В тоже время, в зависимости от конкретных условий «граница» применения двухступенчатой или трёхступенчатой защиты рассматриваемых автоматических выключателей может смещаться в ту или другую сторону.

В таблице 9.1 представлены расчеты токов КЗ.

Таблица 9.1 – Данные расчетов токов КЗ

Токи КЗ	Точки короткого замыкания			
	А	Б	В	Г
Максимальный ток трёхфазного КЗ $I_{к.макс}^{(3)}$ , кА	14,8	2,580	1,195	0,774
Минимальный ток трёхфазного КЗ $I_{к.мин}^{(1)}$ , кА, кА	11,72	1,894	0,557	0,431

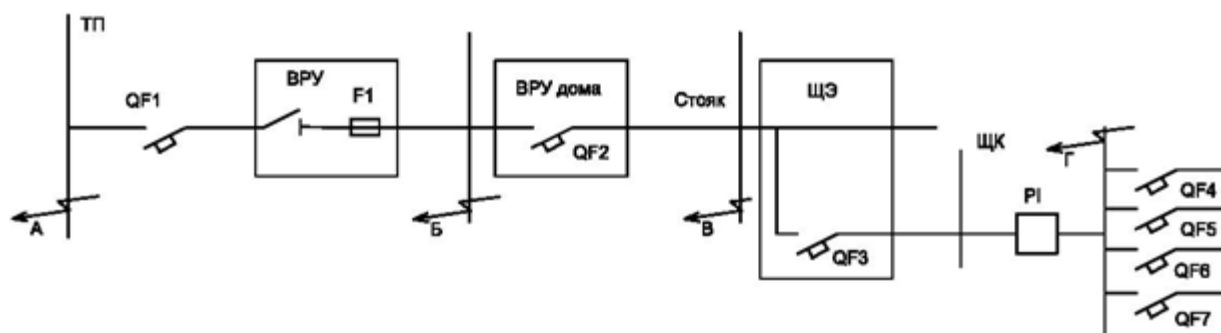


Рисунок 9.1– Электрическая схема сети ниже 1 кВ

## 9.2 Выбор выключателей QF4 – QF7 в квартире

### Выбор выключателя QF7

Условно принимаем, что выключатель устанавливаем на розеточную сеть.

Тогда рабочий максимальный ток составляет  $I_{РАБ.МАКС.Р} = 10 \text{ А}$ .

Номинальный ток выключателя выбирается равным или больше максимального рабочего тока нагрузки:

$$I_{QF7.N} \geq I_{РАБ.МАКС.Р}$$

По каталогу [15, с. 24] выбираем автоматический выключатель типа iC60N из последнего 5-го поколения модульного оборудования компании Schneider Electric серии Acti 9.

Основные параметры выключателя iC60N: номинальный ток  $I_{QF7.N} = I_n = 16 \text{ А}$  и типовой кривой отключения В [15,с.234]; предельная отключающая способность при напряжении сети 220 В – полный ток отключения  $I_{cu} = 20 \text{ кА}$  (действующее значение).

Каталожная защитная время-токовые характеристика для выключателя типа iC60N и типовой кривой отключения В приведены на рисунке 9.2 [15, с. 234].

						13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			71

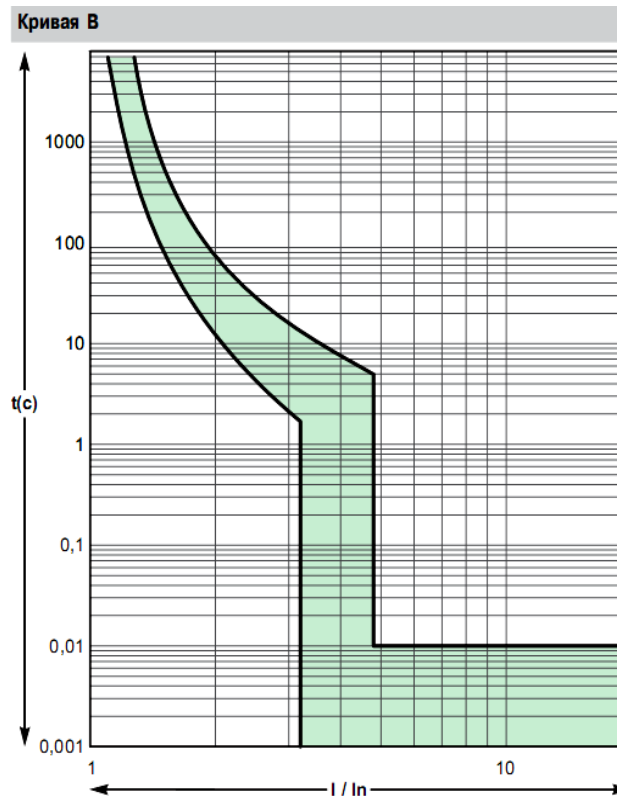


Рисунок 9.2 – Каталогная кривая отключения выключателя iC60N и типовой кривой отключения В с номинальным током 6–63 А

#### Защита от перегрузки

Номинальный ток  $I_n$  выключателей серии Acti 9 совпадает с номинальным током расцепителя  $I_{рц,н}$  и током уставки защиты от перегрузки  $I_r$ , т.е.  $I_n = I_{рц,н} = I_r$ .

Выключатели этой серии выбирают по номинальному току и все время-токовые характеристики рассматривают относительно этого тока.

Уставка тока срабатывания принимается равной условному току несрабатывания при времени  $t = 10000$  с и определяется с учётом выражения

$$I_{с.п} = I_{nd} = K_{н.с} \cdot I_{в.н} = 1,13 \cdot 16 = 18,08 \text{ А},$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности срабатывания, зависящий от типа выключателя. Для данного типа выключателя  $K_{н.с} = 1,13$ .

С учётом разброса условный ток срабатывания для выключателя типа iC60N равен

$$I_d = 1,45 \cdot 16 = 23,2 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току однофазного КЗ:

$$K_{ч.зп}^{\Gamma} = \frac{I_{к.мин}^{\Gamma}}{I_{nd}} = \frac{431}{18,08} = 23,8 \geq K_{ч.доп} = 3$$

Защита от перегрузок чувствительна к минимальным токам КЗ в точке Г



### Мгновенная токовая

Для обеспечения защиты электроприёмников и электрических сетей, имеющих разные пиковые токи, уставку тока мгновенной токовой отсечки выполняют с разной кратностью по отношению к уставке тока защиты от перегрузки или номинальному току выключателя [15, с. 26]:

– для защиты электрических сетей с низкими уровнями пиковых токов  $I_i = 4 \cdot I_n \pm 20\%$  или с разбросом срабатывания  $\Delta I_{C.MГН} \approx (3,2-4,8) \cdot I_n$ ;

Соответственно токи начала и конца зоны срабатывания

$$3,2 \cdot 16 = 51,2 \text{ А} \quad \text{и} \quad 4,8 \cdot 16 = 76,8 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к току КЗ при минимальном режиме работы электрической сети

$$K_{\text{ч.МО}}^{\Gamma} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\Gamma}}{I_{\text{С.МГН}}} = \frac{431}{51,2} = 8,8 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 2$$

Чувствительность мгновенной токовой отсечки достаточна.

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 220 В составляет  $I_{\text{cu}} = 20$  кА, что значительно больше максимального тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя

$$I_{\text{К.МАКС}}^{(3)\Gamma} = 774 \text{ А}.$$

### Выбор выключателя QF6

Условно принимаем, что выключатель устанавливаем на освещение

Тогда рабочий максимальный ток составляет  $I_{\text{РАБ.МАКС.О}} = 8$  А.

Номинальный ток выключателя выбирается равным или больше максимального рабочего тока нагрузки:

$$I_{\text{QF6.N}} \geq I_{\text{РАБ.МАКС.О}}$$

По каталогу [15, с. 24] выбираем автоматический выключатель типа iC60N из последнего 5-го поколения модульного оборудования компании Schneider Electric серии Acti 9.

Основные параметры выключателя iC60N: номинальный ток  $I_{\text{QF7.N}} = I_n = 10$  А и типовой кривой отключения С [15, с. 234]; предельная отключающая способность при напряжении сети 220 В – полный ток отключения  $I_{\text{cu}} = 20$  кА (действующее значение).

Каталожная защитная время-токовые характеристика для выключателя типа iC60N и типовой кривой отключения С приведены на рисунке 9.3 [15, с. 234].

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ				

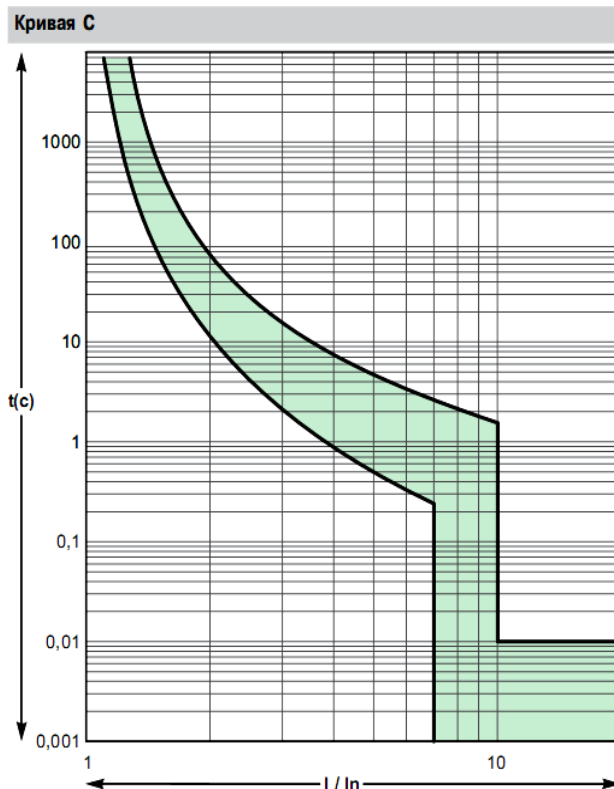


Рисунок 9.3 – Каталогная кривая отключения выключателя iC60N и типовой кривой отключения С с номинальным током 6–63 А

#### Защита от перегрузки

Номинальный ток  $I_n$  выключателей серии Acti 9 совпадает с номинальным током расцепителя  $I_{рц,н}$  и током уставки защиты от перегрузки  $I_r$ , т.е.  $I_n = I_{рц,н} = I_r$ .

Выключатели этой серии выбирают по номинальному току и все время-токовые характеристики рассматривают относительно этого тока.

Уставка тока срабатывания принимается равной условному току несрабатывания при времени  $t = 10000$  с и определяется с учётом выражения

$$I_{с.п} = I_{nd} = K_{н.с} \cdot I_{в.н} = 1,13 \cdot 10 = 11,3 \text{ А,}$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности срабатывания, зависящий от типа выключателя. Для данного типа выключателя  $K_{н.с} = 1,13$ .

С учётом разброса условный ток срабатывания для выключателя типа iC60N равен

$$I_d = 1,45 \cdot 10 = 14,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току однофазного КЗ:

$$K_{ч.зп}^{\Gamma} = \frac{I_{к.мин}^{\Gamma}}{I_{nd}} = \frac{431}{11,3} = 38,2 \geq K_{ч.доп} = 3$$

Защита от перегрузок чувствительна к минимальным токам КЗ в точке Г

### Мгновенная токовая

Для обеспечения защиты электроприёмников и электрических сетей, имеющих разные пиковые токи, уставку тока мгновенной токовой отсечки выполняют с разной кратностью по отношению к уставке тока защиты от перегрузки или номинальному току выключателя [15, с. 26]:

Поскольку мы выбрали защитную характеристику типа С, которая имеет диапазон срабатывания электромагнитного расцепителя от 5 до 10 номинального тока выключателя, т.е.  $\Delta I_{С.МГН} = (5-10) \cdot I_{В.Н.}$

Соответственно токи начала и конца зоны срабатывания

$$5 \cdot 10 = 50 \text{ А} \quad \text{и} \quad 10 \cdot 10 = 100 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к току КЗ при минимальном режиме работы электрической сети

$$K_{\text{ч.МО}}^{\Gamma} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\Gamma}}{I_{\text{С.МГН}}} = \frac{431}{50} = 8,62 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 2$$

Чувствительность мгновенной токовой отсечки достаточна.

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 220 В составляет  $I_{\text{cu}} = 20 \text{ кА}$ , что значительно больше максимального тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя

$$I_{\text{К.МАКС}}^{(3)\Gamma} = 774 \text{ А.}$$

### Выбор выключателя QF5

Условно принимаем, что выключатель устанавливаем для защиты электроприборов

Тогда рабочий максимальный ток составляет  $I_{\text{РАБ.МАКС.ЭП}} = 35 \text{ А}$ .

Номинальный ток выключателя выбирается равным или больше максимального рабочего тока нагрузки:

$$I_{\text{QF5.Н}} \geq I_{\text{РАБ.МАКС.ЭП}}$$

По каталогу [15, с. 24] выбираем автоматический выключатель типа iC60N из последнего 5-го поколения модульного оборудования компании Schneider Electric серии Acti 9.

Основные параметры выключателя iC60N: номинальный ток  $I_{\text{QF5.Н}} = I_n = 40 \text{ А}$  и типовой кривой отключения В [15, с. 234]; предельная отключающая способность при напряжении сети 220 В – полный ток отключения  $I_{\text{cu}} = 20 \text{ кА}$  (действующее значение).

Каталожная защитная время-токовые характеристика для выключателя типа iC60N и типовой кривой отключения В приведены на рисунке 9.4 [15, с. 234].

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ				

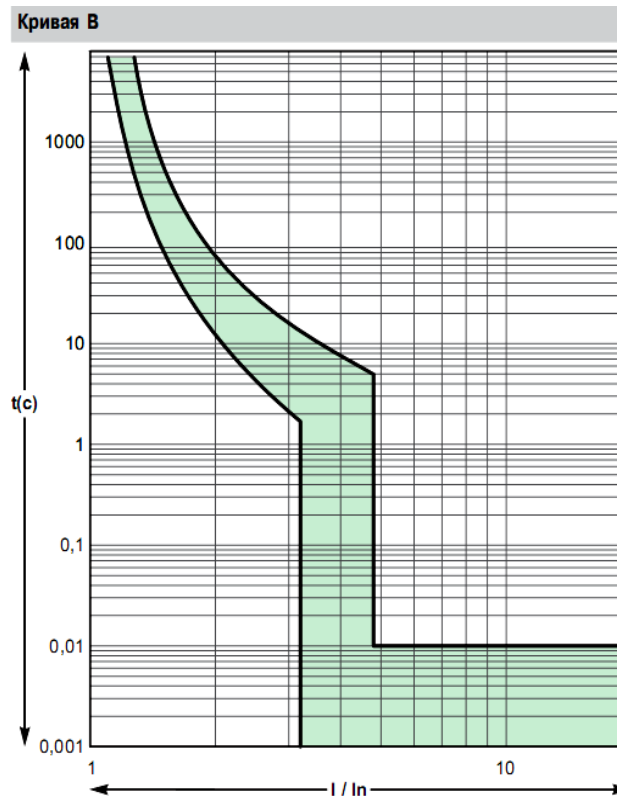


Рисунок 9.4 – Каталогная кривая отключения выключателя iC60N и типовой кривой отключения В с номинальным током 6–63 А

#### Защита от перегрузки

Номинальный ток  $I_n$  выключателей серии Acti 9 совпадает с номинальным током расцепителя  $I_{рц,н}$  и током уставки защиты от перегрузки  $I_r$ , т.е.  $I_n = I_{рц,н} = I_r$ .

Выключатели этой серии выбирают по номинальному току и все время-токовые характеристики рассматривают относительно этого тока.

Уставка тока срабатывания принимается равной условному току несрабатывания при времени  $t = 10000$  с и определяется с учётом выражения

$$I_{с.п} = I_{nd} = K_{н.с} \cdot I_{в.н} = 1,13 \cdot 40 = 45,2 \text{ А,}$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности срабатывания, зависящий от типа выключателя. Для данного типа выключателя  $K_{н.с} = 1,13$ .

С учётом разброса условный ток срабатывания для выключателя типа iC60N равен

$$I_d = 1,45 \cdot 40 = 58 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току однофазного КЗ:

$$K_{ч.зп}^{\Gamma} = \frac{I_{к.мин}^{\Gamma}}{I_{nd}} = \frac{431}{45,2} = 9,5 \geq K_{ч.доп} = 3$$

Защита от перегрузок чувствительна к минимальным токам КЗ в точке Г

### Мгновенная токовая

Для обеспечения защиты электроприёмников и электрических сетей, имеющих разные пиковые токи, уставку тока мгновенной токовой отсечки выполняют с разной кратностью по отношению к уставке тока защиты от перегрузки или номинальному току выключателя [15, с. 26]:

– для защиты электрических сетей с низкими уровнями пиковых токов  $I_i = 4 \cdot I_n \pm 20\%$  или с разбросом срабатывания  $\Delta I_{С.МГН} \approx (3,2-4,8) \cdot I_n$ ;

Соответственно токи начала и конца зоны срабатывания  
 $3,2 \cdot 40 = 128 \text{ А}$  и  $4,8 \cdot 40 = 192 \text{ А}$ .

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к току КЗ при минимальном режиме работы электрической сети

$$K_{\text{Ч.МО}}^{\Gamma} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\Gamma}}{I_{\text{С.МГН}}} = \frac{431}{128} = 3,36 \geq K_{\text{Ч.ДОП}} = 2$$

Чувствительность мгновенной токовой отсечки достаточна.

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 220 В составляет  $I_{\text{cu}} = 20 \text{ кА}$ , что значительно больше максимального тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя

$$I_{\text{К.МАКС}}^{(3)\Gamma} = 774 \text{ А}.$$

### Выбор выключателя QF4

Условно принимаем, что выключатель устанавливаем для защиты стиральной машинки

Тогда рабочий максимальный ток составляет  $I_{\text{РАБ.МАКС.СМ}} = 20 \text{ А}$ .

Номинальный ток выключателя выбирается равным или больше максимального рабочего тока нагрузки:

$$I_{\text{QF4.N}} \geq I_{\text{РАБ.МАКС.СМ}}$$

По каталогу [15, с. 24] выбираем автоматический выключатель типа iC60N из последнего 5-го поколения модульного оборудования компании Schneider Electric серии Acti 9.

Основные параметры выключателя iC60N: номинальный ток  $I_{\text{QF4.N}} = I_n = 25 \text{ А}$  и типовой кривой отключения В [15, с. 234]; предельная отключающая способность при напряжении сети 220 В – полный ток отключения  $I_{\text{cu}} = 20 \text{ кА}$  (действующее значение).

Каталожная защитная время-токовые характеристика для выключателя типа iC60N и типовой кривой отключения В приведены на рисунке 9.5 [15, с. 234].

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

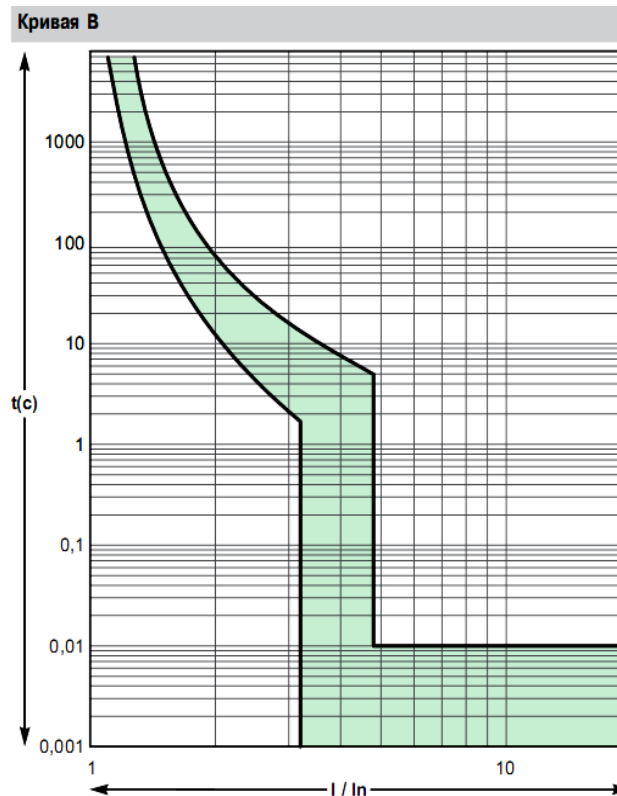


Рисунок 9.5 – Каталогная кривая отключения выключателя iC60N и типовой кривой отключения В с номинальным током 6–63 А

### Защита от перегрузки

Номинальный ток  $I_n$  выключателей серии Acti 9 совпадает с номинальным током расцепителя  $I_{рц,н}$  и током уставки защиты от перегрузки  $I_r$ , т.е.  $I_n = I_{рц,н} = I_r$ .

Выключатели этой серии выбирают по номинальному току и все время-токовые характеристики рассматривают относительно этого тока.

Уставка тока срабатывания принимается равной условному току несрабатывания при времени  $t = 10000$  с и определяется с учётом выражения

$$I_{с.п} = I_{nd} = K_{н.с} \cdot I_{в.н} = 1,13 \cdot 25 = 28,25 \text{ А,}$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности срабатывания, зависящий от типа выключателя. Для данного типа выключателя  $K_{н.с} = 1,13$ .

С учётом разброса условный ток срабатывания для выключателя типа iC60N равен

$$I_d = 1,45 \cdot 25 = 36,25 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току однофазного КЗ:

$$K_{ч.зп}^{\Gamma} = \frac{I_{к.мин}^{\Gamma}}{I_{nd}} = \frac{431}{28,25} = 15,3 \geq K_{ч.доп} = 3$$

Защита от перегрузок чувствительна к минимальным токам КЗ в точке Г

### Мгновенная токовая

Для обеспечения защиты электроприёмников и электрических сетей, имеющих разные пиковые токи, уставку тока мгновенной токовой отсечки выполняют с разной кратностью по отношению к уставке тока защиты от перегрузки или номинальному току выключателя [15, с. 26]:

– для защиты электрических сетей с низкими уровнями пиковых токов  $I_i = 4 \cdot I_n \pm 20\%$  или с разбросом срабатывания  $\Delta I_{C.MГН} \approx (3,2-4,8) \cdot I_n$ ;

Соответственно токи начала и конца зоны срабатывания  
 $3,2 \cdot 25 = 80 \text{ А}$  и  $4,8 \cdot 25 = 120 \text{ А}$ .

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к току КЗ при минимальном режиме работы электрической сети

$$K_{\text{ч.МО}}^{\Gamma} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\Gamma}}{I_{\text{С.МГН}}} = \frac{431}{80} = 5,4 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 2$$

Чувствительность мгновенной токовой отсечки достаточна.

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 220 В составляет  $I_{\text{cu}} = 20 \text{ кА}$ , что значительно больше максимального тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя

$$I_{\text{К.МАКС}}^{(3)\Gamma} = 774 \text{ А}.$$

### 9.3 Выбор выключателя QF3 ЩЭ

Рабочий максимальный ток стояка, питающей квартиры, составляет  $I_{\text{РАБ.МАКС.СТ}} = 45 \text{ А}$ . Номинальный ток автоматического выключателя, установленного в ЩЭ, выбирается равным или больше этого тока:

$$I_{\text{QF3.H}} \geq I_{\text{РАБ.МАКС.СТ}}$$

По каталогу [15, с. 24] выбираем автоматический выключатель типа iC60N из последнего 5-го поколения модульного оборудования компании Schneider Electric серии Acti 9.

Основные параметры выключателя iC60N: номинальный ток  $I_{\text{QF3.H}} = I_n = 50 \text{ А}$  и типовой кривой отключения С [15, с.234]; предельная отключающая способность при напряжении сети 380 В – полный ток отключения  $I_{\text{cu}} = 10 \text{ кА}$  (действующее значение).

Каталожная защитная время-токовые характеристика для выключателя типа iC60N и типовой кривой отключения С приведены на рисунке 9.6 [15, с. 234].

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

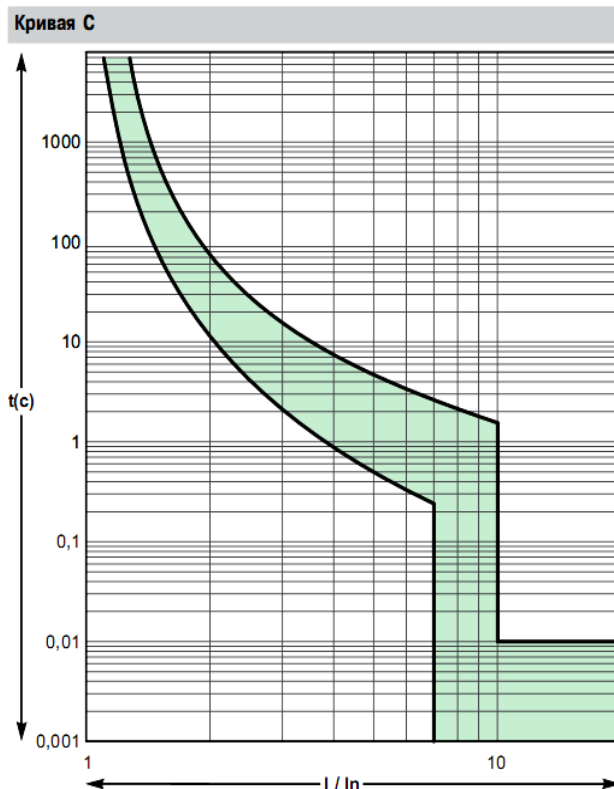


Рисунок 9.5 – Каталогная кривая отключения выключателя iC60N и типовой кривой отключения В с номинальным током 6–63 А

#### Защита от перегрузки

Номинальный ток  $I_n$  выключателей серии Acti 9 совпадает с номинальным током расцепителя  $I_{рц,н}$  и током уставки защиты от перегрузки  $I_r$ , т.е.  $I_n = I_{рц,н} = I_r$ .

Выключатели этой серии выбирают по номинальному току и все время-токовые характеристики рассматривают относительно этого тока.

Уставка тока срабатывания принимается равной условному току несрабатывания при времени  $t = 10000$  с и определяется с учётом выражения

$$I_{с.п} = I_{нд} = K_{н.с} \cdot I_{в.н} = 1,13 \cdot 50 = 56,5 \text{ А,}$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности срабатывания, зависящий от типа выключателя. Для данного типа выключателя  $K_{н.с} = 1,13$ .

С учётом разброса условный ток срабатывания для выключателя типа iC60N равен

$$I_d = 1,45 \cdot 50 = 72,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току однофазного КЗ:

$$K_{ч.зп}^B = \frac{I_{к.мин}^B}{I_{нд}} = \frac{557}{56,5} = 9,9 \geq K_{ч.доп} = 3$$

Защита от перегрузок чувствительна к минимальным токам КЗ в точке В



### Мгновенная токовая

Для обеспечения защиты электроприёмников и электрических сетей, имеющих разные пиковые токи, уставку тока мгновенной токовой отсечки выполняют с разной кратностью по отношению к уставке тока защиты от перегрузки или номинальному току выключателя [15, с. 26]:

Поскольку мы выбрали защитную характеристику типа С, которая имеет диапазон срабатывания электромагнитного расцепителя от 5 до 10 номинального тока выключателя, т.е.  $\Delta I_{С.МГН} = (5-10) \cdot I_{В.Н.}$ . Соответственно токи начала и конца зоны срабатывания

$$5 \cdot 50 = 250 \text{ А} \quad \text{и} \quad 10 \cdot 50 = 500 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к току КЗ при минимальном режиме работы электрической сети

$$K_{Ч.МО}^B = \frac{I_{К.МИН}^{(1)В}}{I_{С.МГН}} = \frac{557}{250} = 2,2 \geq K_{Ч.ДОП} = 2$$

Чувствительность мгновенной токовой отсечки достаточна.

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет  $I_{cu} = 10 \text{ кА}$ , что значительно больше максимального тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя

$$I_{К.МАКС}^{(3)В} = 1195 \text{ А.}$$

### 9.4 Выбор выключателя QF2

Рабочий максимальный ток линии КЛ1, питающей ВРУ, составляет  $I_{РАБ.МАКС.Л1} = 225 \text{ А}$ . Номинальный ток автоматического выключателя, выбирается равным или больше этого тока:

$$I_{QF2.Н} \geq I_{РАБ.МАКС.Л1}$$

По каталогу [4, с. 20–21] выбираем выключатель CompactNS250N и электронный расцепитель STR23SE [4, с. 26 и 28], предназначенный для защиты электрических сетей.

Основные параметры выключателя CompactNS250N: номинальный ток  $I_{QF2.Н} = I_n = 250 \text{ А}$ ; предельная отключающая способность при напряжении сети 380 В – полный ток отключения  $I_{cu} = 36 \text{ кА}$  (действующее значение).

Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики электронного расцепителя STR23SE приведены на Рисунке 9.6 [4, с. 235].

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

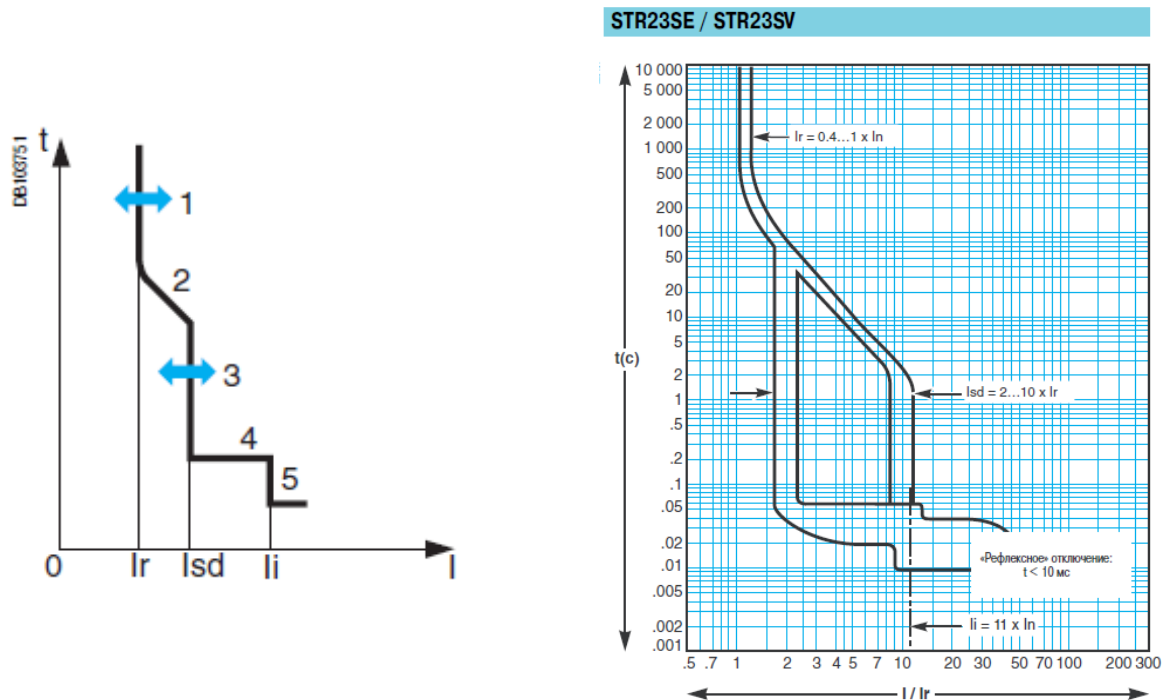


Рисунок 9.6 – Стилизованная [4, с. 26] и каталожная [4, с. 237] защитные время-токовые характеристики электронного расцепителя STR23SE

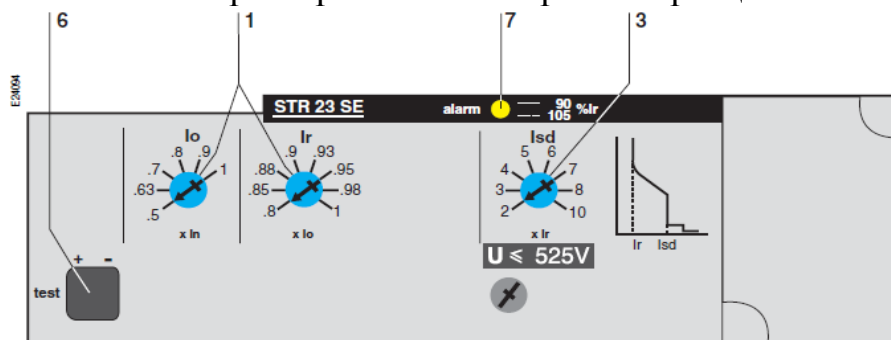


Рисунок 9.7 – Передняя панель расцепителя STR23SE [4, с.26]

### Защита от перегрузки

Уставка тока защиты от перегрузки  $I_r$  также должна быть равной или больше рабочего максимального тока защищаемой кабельной линии:

$$I_r \geq I_{РАБ.МАКС.Л1} = 225 \text{ А}$$

Полученное значение уставки по току  $I_r$  меньше номинального тока выключателя  $I_{QF1.N} = I_n = 250 \text{ А}$ . Выключатель позволяет делать меньшие уставки тока защиты от перегрузки. Они задаются в пределах  $(0,4-1,0) \cdot I_n$ , регулируются с помощью двух переключателей  $I_0$  и  $I_r$  на передней панели расцепителя (рисунок 9.6) и имеют 48 ступеней регулирования (произведение  $I_0 \cdot I_r$ ). Для определения положений переключателей рассматривается соотношение:

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{225}{250} = 0,9$$

т.е. произведение положений переключателей 1 должно быть больше соотношения  $I_r / I_n = 0,9$ . После перебора положений переключателей выбираем сочетание:

$$I_0 \times I_r = 1 \times 0,95 = 0,95 \geq 0,9$$

Этому соответствуют 6-е положение переключателя  $I_o = 1$  и 6-е положение переключателя  $I_r = 0,95$  (рисунок 9.7). Таким образом, уставка по току защиты от перегрузки выключателя QF2 будет равна:

$$I_{rQF2} = 0,9 \cdot 250 = 225 \text{ A.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{rQF2} = 1,05 \cdot 225 = 236,25 \text{ A;}$$

$$I_d = 1,30 \cdot I_r = 1,30 \cdot 225 = 292,5 \text{ A.}$$

Выбранный расцепитель STR23SE согласно каталогу имеет время срабатывания защиты от перегрузки [4, с. 28]:

$$- 90-180 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_{rQF2} = 1,5 \cdot 225 = 337,5 \text{ A;}$$

$$- 5-7,5 \text{ с при токе } 6 \cdot I_{rQF2} = 6 \cdot 225 = 1350 \text{ A;}$$

$$- 3,2-5,0 \text{ с при токе } 7,2 \cdot I_{rQF2} = 7,2 \cdot 225 = 1620 \text{ A.}$$

Эти точки мы используем при построении время-токовых характеристик защиты от перегрузки выключателя QF2.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ в точке Б:

$$K_{ч.ЗП}^Б = \frac{I_{К.МИН}^Б}{I_{nd}} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)Б}}{1,05 \cdot I_{rQF2}} = \frac{1894}{1,05 \cdot 225} = \frac{1894}{236,25} = 8,02 \geq K_{ч.ДОП} = 3$$

Защита от перегрузок чувствительна к минимальным токам КЗ в точке Б

Селективная токовая отсечка

Уставка тока  $I_{sd}$  селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока нагрузки ВРУ  $I_{ПИК} = 480 \text{ A}$ . Уставка тока  $I_{sd}$  связана с уставкой тока  $I_{rQF2}$  в пределах  $I_{sd} = (2-10) \cdot I_r$ . Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока  $I_{ПИК}$  к уставке тока  $I_{rQF2}$ :

$$\frac{I_{ПИК.КЛ1}}{I_{rQF2}} = \frac{480}{225} = 2,13 \leq \frac{I_{sd.QF2}}{I_{rQF2}}$$

Ближайшая большая уставка будет:

$$I_{sd.QF2} = 3 \cdot I_r = 3 \cdot 225 = 675 \text{ A}$$

Точность срабатывания селективной токовой отсечки расцепителя STR23SE составляет  $\pm 15\%$  [4, с. 28] и находится в пределах  $(0,85-1,15)I_{sd}$ . Определим границы зоны разброса срабатывания:

$$0,85 \cdot 675 = 573,75 \text{ A} \quad \text{и} \quad 1,15 \cdot 675 = 776,25 \text{ A}$$

Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением составляет  $\leq 40 \text{ мс}$ . Полное время отключения составляет  $\leq 60 \text{ мс}$ .

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки выключателя QF2 к минимальному току КЗ в точке Б:

$$K_{ч.СО}^Б = \frac{I_{К.МИН}^{(1)Б}}{I_{sd.QF1}} = \frac{1894}{675} = 2,8 \geq K_{ч.ДОП} = 1,25$$

Таким образом, селективная токовая отсечка выключателя QF2 чувствительна к минимальным КЗ в точке Б.

						13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			83

Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока  $I_{i,QF2}$  постоянна и равна:

$$I_{i,QF2} = 11 \cdot I_r = 11 \cdot 225 = 2475 \text{ А}$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки расцепителя STR23SE составляет  $\pm 15\%$ . Тогда границы  $\Delta I_i$  зоны разброса срабатывания будут равны:

$$0,85 \cdot 2475 = 2103,75 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,15 \cdot 2475 = 2846,25 \text{ А}$$

Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки выключателя QF2 к минимальному току КЗ в точке А:

$$K_{ч.МО}^A = \frac{I_{К.МИН}^{(1)A}}{I_{i,QF2}} = \frac{11720}{2475} = 4,7 \geq K_{ч.ДОП} = 2$$

Это говорит о достаточной чувствительности защиты к минимальным токам КЗ в точке А.

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет  $I_{cu} = 50 \text{ кА}$ , что значительно больше максимального тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя

$$I_{К.МАКС}^{(3)A} = 14,8 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов защитных время-токовых характеристик выключателей QF2, QF3, QF4–QF7 сведем в таблицу 9.2 и 9.3.

Таблица 9.2 – Результаты расчетов защитных время-токовых характеристик электронных расцепителей выключателей QF2, QF3, QF4–QF7

Параметры		Защита от перегруза							
Точки на ВТХ		$I_n$	$I_{nd}$	$I_d$	1	3	$I_{К.МИН}^{(1)Г}$ , кА	$K_{ч.ЗП}$	
$I/I_n$		1	1,13	1,45	3	5			
t, с		$\infty$	$10^4$	$10^4$	80	7,5			
QF3	iC60NB50	I, А	50	56,5	72,5	150	250	$I_{К.МИН}^{(1)В} = 0,557$	9,9
QF4	iC60NB25		25	28	36	75	125	$I_{К.МИН}^{(1)Г} = 0,431$	15,3
QF5	iC60NB40		40	45	58	120	200	$I_{К.МИН}^{(1)Г} = 0,431$	9,5
QF6	iC60NC10		10	11,3	14,5	30	50	$I_{К.МИН}^{(1)Г} = 0,431$	38,2
QF7	iC60NB16		16	18	23	48	80	$I_{К.МИН}^{(1)Г} = 0,431$	23,8

Окончание таблицы 9.2

Параметры	Мгновенная токовая отсечка				
	7	8	9	$I_{К.МИН}^{(1)}$ , кА	К <sub>ч.МО</sub>
Точки на ВТХ	7	8	9		
$I/I_n$	15	15	100		
t, с	6,5	0,02	0,012		
QF3	750	750	5000	$I_{К.МИН}^{(1)B} = 0,557$	2,2
QF4	375	375	2500	$I_{К.МИН}^{(1)Г} = 0,431$	5,4
QF5	600	600	4000	$I_{К.МИН}^{(1)Г} = 0,431$	3,36
QF6	150	150	1000	$I_{К.МИН}^{(1)Г} = 0,431$	8,62
QF7	240	240	1600	$I_{К.МИН}^{(1)Г} = 0,431$	8,8

Таблица 9.3 – Результаты расчетов защитных время-токовых характеристик электронных расцепителей выключателей QF2

Выключатель, тип, расцепитель	$I_n$ , А	Защита от перегруза						$I_{К.МИН}^{(1)B}$ , кА	К <sub>ч.ЗП</sub>
		$I_r$ , А	$t, c$ $I_{nd}$ , А/о.е.	$t, c$ $I_d$ , А/о.е.	Время срабатывания, с при значениях тока, А, отнесенного к току $I_r$				
QF2, Compact NS250N, STR23SE	250	225	$\frac{10000}{236,25}$ <u>1,05</u>	$\frac{10000}{292,5}$ 1,3	90–180 <u>337,5</u> $1,5 \cdot I_r$	$\frac{5-7,5}{1350}$ <u>6 \cdot I_r</u>	$\frac{3,2-5}{1620}$ $7,2 \cdot I_r$	1,894	8,02

Окончание таблицы 9.3

Выключатель	Селективная токовая отсечка				Мгновенная токовая отсечка					
	$I_{sd}$ , А/о.е.	$\Delta I_{sd}$ , А	К <sub>ч.СО</sub>	$t_{sd}$ , мс	$I_i$ , А/о.е.	$\Delta I_i$ , А	$I_{К.МИН}^{(1)A}$ , кА	К <sub>ч.МО</sub>	$I_{К.МАКС}^{(3)A}$ , кА	$I_{cu}$ , кА
QF2	$\frac{675}{3 \cdot I_r}$	$\frac{573,75}{776,25}$	2,8	≤ 40	$\frac{2475}{11 \cdot I_n}$	$\frac{2103,7}{2112}$	11,72	4,7	14,8	50

На рисунке 9.8 представлена карта селективности защит.

Вывод по разделу 9:

В данном разделе была рассмотрена защита линий 380 В, отходящих от ТП, ВРУ и в квартире.

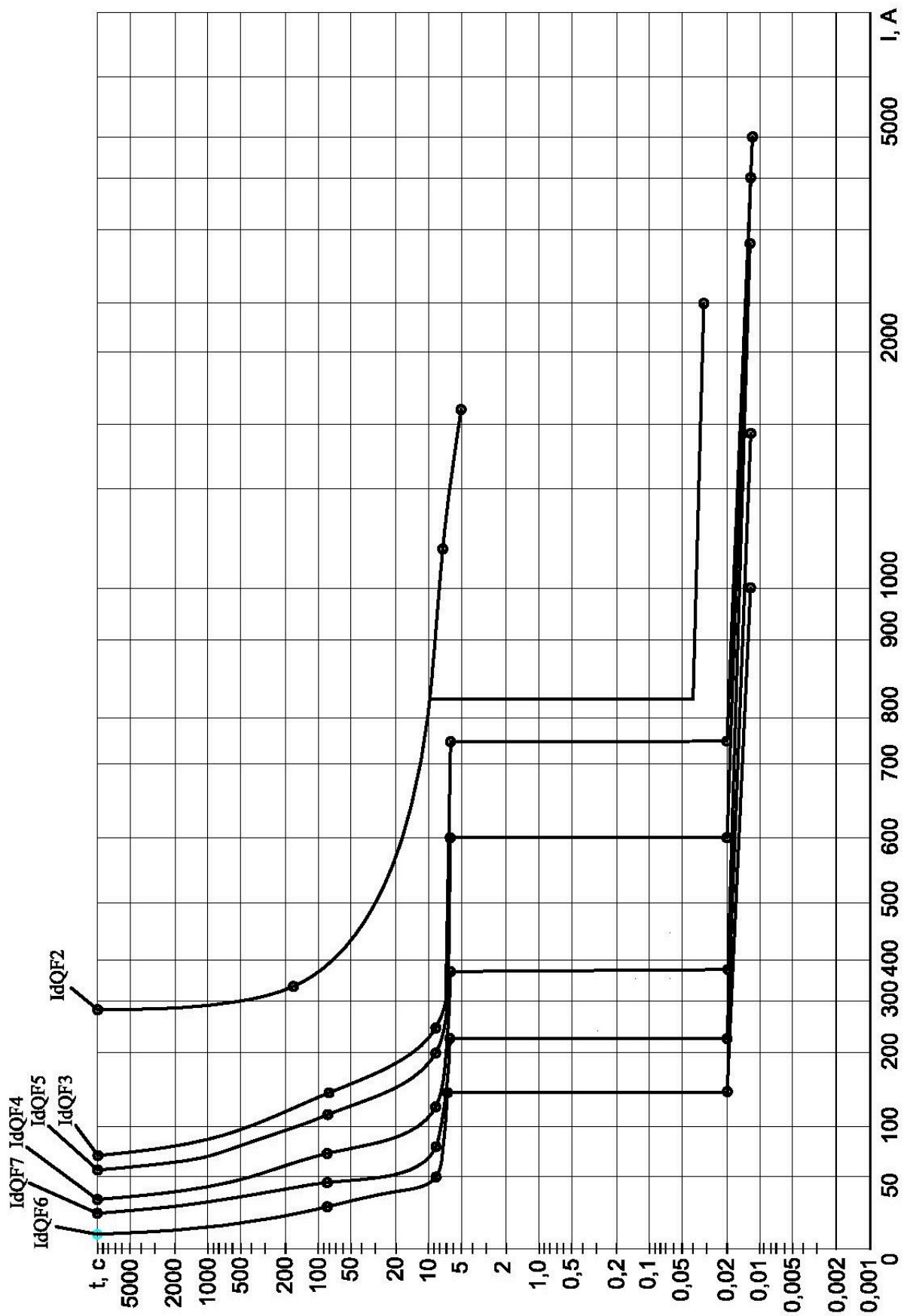


Рисунок 9.8 - Карта селективности защит электрических сетей напряжением ниже 1 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В современных условиях, при наличии разных 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 ГОСТ 12.1.019.2009 ССБТ электробезопасность обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными мероприятиями.

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.

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

- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;
- изоляцию нетокопроводящих частей;
- контроль изоляции;
- средства индивидуальной защиты.
- выравнивание потенциалов

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.

										Лист
										87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ

## 10.1 Планировка и конструктивная часть ТП-10/0,4 кВ

Объектом защиты является ТП-10/0,4кВ. На ТП установлены 2 трансформатора мощностью 1000 кВА. В качестве вводных ячеек используются камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-202М. В ячейках отходящих линий используются ячейки ЩО-70.

Местоположение ТП, согласно требованиям ПУЭ [8], 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 [8, глава 4.2] сведены в таблицу 10.1.

Таблица 10.1–Расстояние от токоведущих частей

Наименование расстояния	Расстояние по ПУЭ, мм	Фактическое расстояние, мм
От трансформатора до боковых стен	600	800
От трансформатора до задних стен	600	600
Ширина свободного коридора между ячейками КРУ	1000	1000
Расстояние между стеной и ячейками КРУ	1000	500

Питание щита 0,4 кВ осуществляется через автоматический выключатель ВА55-43. 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 [8].

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) [8]. Все кабели ТП в местах присоединения обязательно имеют 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.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88



Согласно [8, глава 4.2], стенки вентиляционных каналов и шахт должны быть выполнены из материалов с пределом огнестойкости более 45 мин.

Вентиляционные шахты и проемы должны быть расположены таким образом, чтобы в случае образования или попадания в них влаги она не могла стекать на трансформаторы, либо должны быть применены меры для защиты трансформатора от попадания влаги из шахты. Вентиляционные проемы должны быть закрыты сетками с размером ячейки не более 1х1 см и защищены от попадания через них дождя и снега.

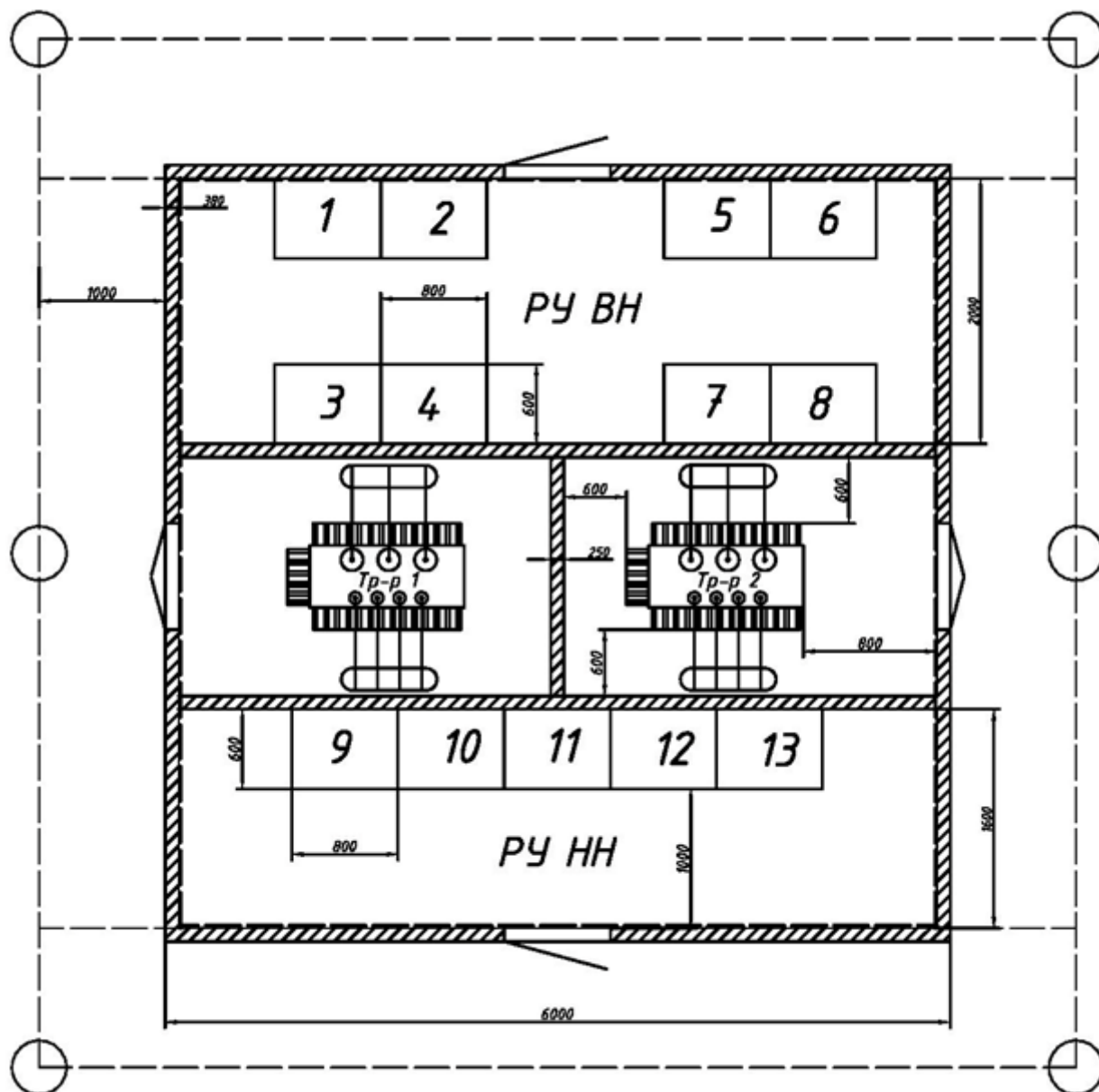


Рисунок 10.1– Вид сверху ТП с заземлением

## 10.2 Защитные средства для персонала, находящиеся в ТП

Все защитные средства, принятые в эксплуатацию, проходят систематическую проверку и испытания согласно [14]. Нормы комплектования средствами защиты персонала сведены в таблицу 10.2 и 10.3.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ

Лист

89

Таблица 10.2 – Нормы комплектования средствами защиты персонала на U=10кВ

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	2 шт.
Указатель напряжения	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пары
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	2 пары
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности	По местным условиям
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2шт.

Таблица 10.3 – Нормы комплектования средствами защиты в РУ до 1000В

Наименование средств защиты	Количество
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	По местным условиям
Указатель напряжения	2 шт.
Изолирующие клещи	1 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пары
Диэлектрические галоши	2 пары
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	По местным условиям
Защитные ограждения, изолирующие накладки, переносные плакаты и знаки безопасности	По местным условиям
Защитные щитки или очки	1 шт.
Переносные заземления	По местным условиям

Двери РУ–10 и 0,4 кВ и ворота камер трансформаторов выполнены металлическими, закрывающимися на замки.

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.

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 вентильные разрядники РВН–0.5.

### 10.3 Молниезащита ТП

Молниезащита ТП осуществляется в соответствии с [8].

ТП расположены в районе с интенсивностью грозовой деятельности 40-60 ч в год. Ожидаемое количество поражений молнией в год определим по формуле 10.1:

$$N = [(S+h) \cdot (L+6h) - 7,7h^2] \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (10.1)$$

где  $S$  – ширина объекта, м;

$h$  – высота объекта, м;

$L$  – длина объекта, м;

$n$  – плотность ударов молнии на 1 км<sup>2</sup> земной поверхности за год.

$$N = [(5,9 + 3) \cdot (6 + 6 \cdot 3) - 7,7 \cdot 3^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,00058.$$

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.

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.

### 10.4 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 [8].

Заземляющее устройство выполняется углубленными заземлителями из полосовой стали 4×40, укладываемой на дно котлована по периметру фундамента здания ТП на расстоянии не менее 300 мм от фундамента, а также вертикальными электродами диаметром 18 мм, длиной 5 м, расположенными вокруг здания ТП и связанными между собой и с углубленным контуром полосовой сталью 4×40. Связь внутреннего контура заземления ТП с наружным контуром выполняется в 4-х местах полосовой сталью.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

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 4×25 мм.

Сопротивление одного вертикального электрода определяется по формуле 10.2:

$$R_3 = \frac{\rho}{l} \quad (10.2)$$

где  $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  - удельное сопротивление грунта;  
 $l = 5 \text{ м}$  – длина электрода.

$$R_3 = \frac{100}{5} = 20 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление вертикальных заземлителей определяется по формуле 10.3:

$$R_{зв} = \frac{R_3}{n \cdot \eta_B}, \quad (10.3)$$

где  $n = 6$  – число вертикальных электродов;  
 $\eta_B$  – коэффициент, учитывающий экранирование электродов соседними, который зависит от количества вертикальных электродов и отношения расстояния между электродами к их длине.

Согласно [9] при 6 вертикальных электродах  $\eta_B = 0,58-0,65$   
 Принимаем  $\eta_B = 0,65$ .

$$R_{зв} = \frac{20}{6 \cdot 0,65} = 5,13 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания горизонтально проложенной полосы, связывающей вертикальные электроды между собой, определяется по формуле 10.4:

$$R_{зр} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{l^2}{0,5b \cdot t}, \quad (10.4)$$

где  $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  – удельное сопротивление грунта;  
 $l = 31,8 \text{ м}$  – длина электрода;  
 $b = 0,04 \text{ м}$  – ширина полосового электрода;  
 $t = 0,3 \text{ м}$  – глубина заложения.

$$R_{зр} = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 31,8} \ln \frac{31,8^2}{0,5 \cdot 0,4 \cdot 0,3} = 4,9 \text{ Ом}$$

Экранирование полосы другими электродами учитывается коэффициентом  $\eta_r$ , который зависит от количества полос, их длины и расстояния между полосами. Согласно [9],  $\eta_r$  для 4 электродов равно 0,45, а для 8 электродов 0,36. Используя метод интерполяции примем, что для 6 электродов  $\eta_r = 0,41$ . Определим по формуле 10.5

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ				

$$R_{згд} = \frac{R_{зг}}{\eta_r}, \quad (10.5)$$

$$R_{згд} = \frac{4,9}{0,41} = 11,9 \text{ Ом}$$

10.6 Полное сопротивление растекания заземлителя рассчитывается по формуле

$$R_з = \frac{R_{зв} \cdot R_{згд}}{R_{зв} + R_{згд}}, \quad (10.6)$$

$$R_з = \frac{5,13 \cdot 11,9}{5,13 + 11,9} = 3,6 \text{ Ом}$$

По ПУЭ [8] сопротивление растекания заземлителя в сетях до 1 кВ не должно превышать 4 Ом. Это условие выполняется:  $R_з = 3,6 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$ . Следовательно, установленных заземлителей достаточно.

### 10.5 Пожаробезопасность на ТП

Согласно СП 5.13130.2009 (пункт А4, таблица А3) в ТП 10/0,4 кВ автоматические системы пожаротушения и пожарной сигнализации не предусматриваются. Согласно РД 34.03.350-98 помещения РУ 10 и 0,4 кВ относятся к В4 категории (из-за наличия горючих веществ в малом количестве) пожаро и взрывоопасности, а камеры трансформаторов относятся к категории В1 (из-за наличия горючего масла).

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;
- силовые трансформаторы мощностью 1000 кВА оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение;
- фундаменты под трансформаторы ТМЗ-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. (вместимость 0,5 м<sup>3</sup>);
- в целях своевременного извещения о пожаре в ТП должна быть пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной.

										Лист
										93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ					

Вблизи средств связи должны быть вывешены таблички о порядке действия при пожаре (подача сигнала, вызов пожарной охраны).

Согласно Правилам противопожарного режима в РФ, ТП должна оснащаться пожарным щитом комплектации ЩП-Е, так как категория пожара относится к категории Е (пожар в электроустановках).

Комплектация щита ЩП-Е:

- Щит пожарный закрытый – 1 шт.;
- Крюк с деревянной рукояткой – 1 шт.;
- Комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комплект;
- Противопожарное полотно – 1 шт.;
- Лопатка совковая – 1 шт.;
- Ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт.;
- Огнетушитель ОУ-8 – 1 шт.

## 10.6 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 первой или второй 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.

Общая площадь помещения РУ-10кВ  $S=12 \text{ м}^2$ , площадь РУ-0,4кВ  $S=9,6 \text{ м}^2$ , площадь каждой камеры трансформаторов  $S=6,9 \text{ м}^2$ . Высота равна  $h=3 \text{ м}$ . Согласно СП 52.13330.2011 нормы освещенности в РУ  $E_n = 100 \text{ лк}$ , а в камере трансформатора  $E_n = 50 \text{ лк}$ . Нормы освещенности снижены на одну ступень из-за кратковременного пребывания людей и из-за наличия оборудования, не требующего постоянного обслуживания. Так же следует предусмотреть розеточную сеть 12 В для переносного освещения.

Определяем количество светильников для помещений по формуле:

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot K_n}{h \cdot F_p \cdot \eta}, \quad (10.7)$$

где  $K_3 = 1,4$  – коэффициент запаса, учитывающий потерю света от загрязнения;  
 $K_n = 1,5$  – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади;

$\eta = 0,6$  – КПД светильника ДПП03-7-001;

$F_p = 469 \text{ лм}$ , световой поток светильника ДПП03-7-001.

Для РУ 10 кВ:

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$N = \frac{100 \cdot 12 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{3 \cdot 469 \cdot 0,6} = 3$$

Для РУ 0,4 кВ:

$$N = \frac{100 \cdot 9,6 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{3 \cdot 469 \cdot 0,6} = 3$$

Для камер трансформатора:

$$N = \frac{50 \cdot 6,9 \cdot 1,4 \cdot 1,5}{3 \cdot 469 \cdot 0,6} = 1$$

Получаем, для комнат РУ 3 светильника в каждом, в камерах ТП по одной лампе ДПП03–7–001.

Выводы по разделу 10

В данном разделе были рассмотрены технические мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности.

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

## 11 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В разделе 5.3 было проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов схем внутреннего электроснабжения (кольцевой и двухлучевой).

На основе приведенных затрат выбрали кольцевую схему электроснабжения, как наиболее экономичную.

Два варианта были сравнены в разделе 5.3, результаты этого сравнения сведем в таблицу 11.1.

Приведенные затраты были рассчитаны по формуле 5.6:

$$З = E_n \cdot K + I_n \rightarrow \min$$

Таблица 11.1 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов

Вариант	Капитальные затраты К, тыс.руб	Ежегодные издержки I <sub>н</sub> тыс. руб/ год	Приведенные затраты З, тыс.руб/год
1-кольцевая	3 280,67	588,02	981,7
2-двухлучевая	2 455,34	758,74	1 053,37

Экономический эффект вычисляется по формуле:

$$\Delta = Z_2 - Z_1 = 1\,053,37 - 981,7 = 71,67 \text{ тыс.руб./год} \quad (11.1)$$

Таким образом, вариант питания по кольцевой схеме экономичней, чем по двухлучевой. Для дальнейшего анализа выбираем кольцевую схему электроснабжения.

### 11.1 Модель SWOT – анализ вариантов схем внутреннего электроснабжения микрорайона

Основная проблема при формировании СЭС микрорайона это размер капитальных затрат на оборудование, строительство, монтаж. Снижение затрат является важнейшей целью любой организации, ведь получение прибыли и есть её смысл. Поэтому поиск более экономичного варианта должен решаться ещё на раннем этапе проектирования, но он не должен идти в ущерб надежности электроснабжения потребителя.

Далее представлены два варианта SWOT–анализа для проекта системы электроснабжения микрорайона:

- для кольцевой схемы;
- для двухлучевой схемы;



Таблица 11.2 – SWOT–анализ кольцевой схемы внутреннего электроснабжения

<p><b>S:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Кольцевая схема предполагает обеспечение потребителя электроэнергией от двух источников питания.</li> <li>2.Увеличивается надежность энергоснабжения системы</li> <li>3.Подача напряжения потребителю с разных концов магистрали.</li> </ol>	<p><b>W:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольце</li> <li>2.Выше потери активной мощности;</li> <li>3.Большой ущерб для оборудования от аварийных ситуаций</li> </ol>
<p><b>O:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Возможность ввода резервной цепи при обрыве одной из питающих ТП.</li> </ol>	<p><b>T:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.При увеличении потребляемой мощности необходимо увеличение сечения КЛ;</li> <li>2.При расширении сети необходим пересчет потоков мощности и точки потококорздела.</li> </ol>

Таблица 11.3 – SWOT–анализ двухлучевой схемы внутреннего электроснабжения

<p><b>S:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1 Надежна в эксплуатации</li> <li>2 Обладает быстродействием (переключение производится за 0,2–0,3 с)</li> <li>3 Схема является самовосстанавливающейся</li> </ol>	<p><b>W:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Большие капитальные затраты;</li> <li>2. Меньшая надежности;</li> <li>3. Менее эффективно используется пропускная способность КЛ.</li> </ol>
<p><b>O:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность расширения;</li> <li>2. Возможность увеличения потребляемой мощности без замены КЛ.</li> </ol>	<p><b>T:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Угроза потери питания ТП при обрыве одной цепи.</li> </ol>

## 11.2 Модель дерева целей проекта

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 10.1.

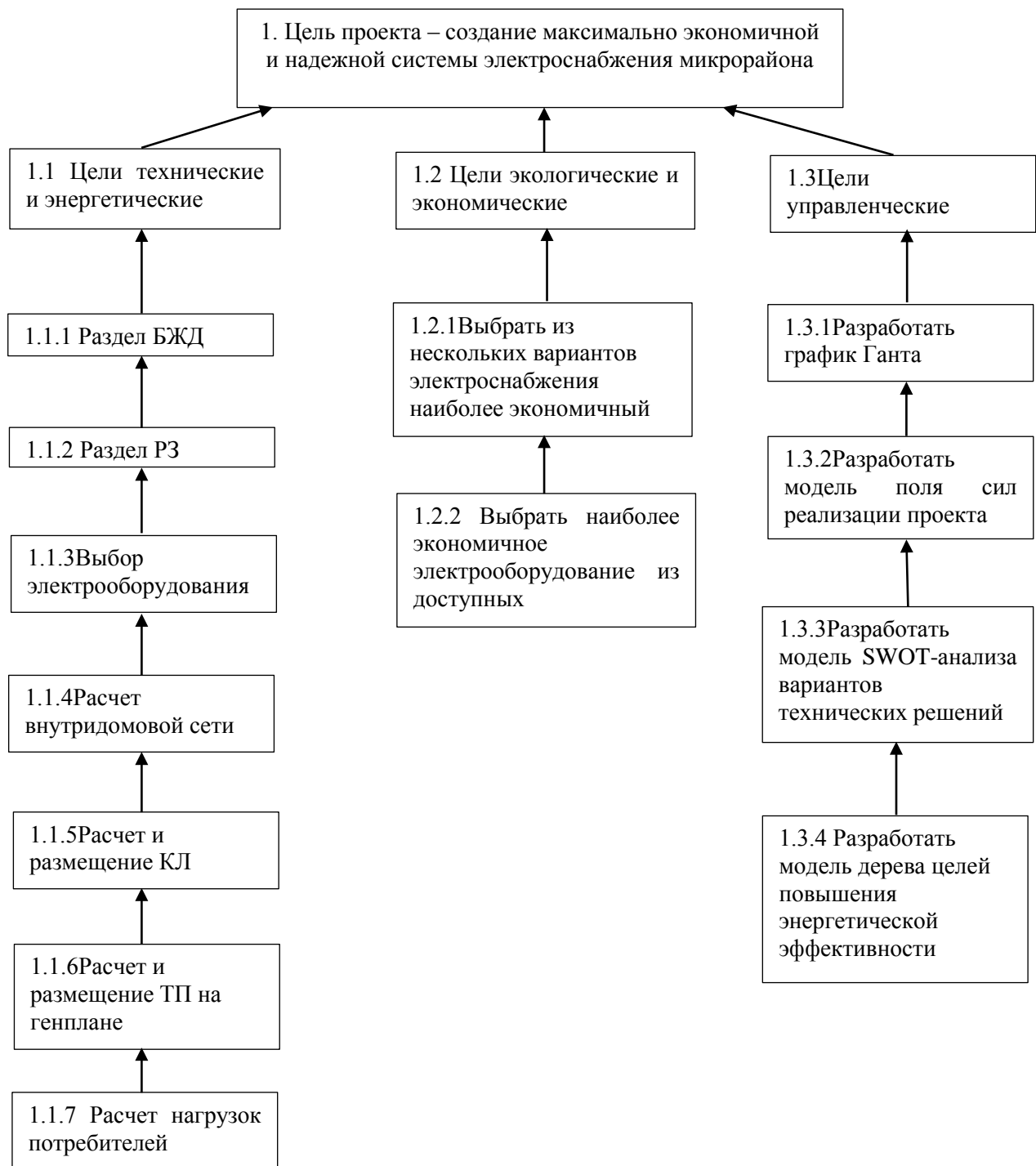


Рисунок 11.1 – Дерево целей проекта

### 11.3 Модель поля сил реализации проекта

Модель поля сил реализации проекта строится для оценки воздействия на проект движущими и сдерживающими силами.

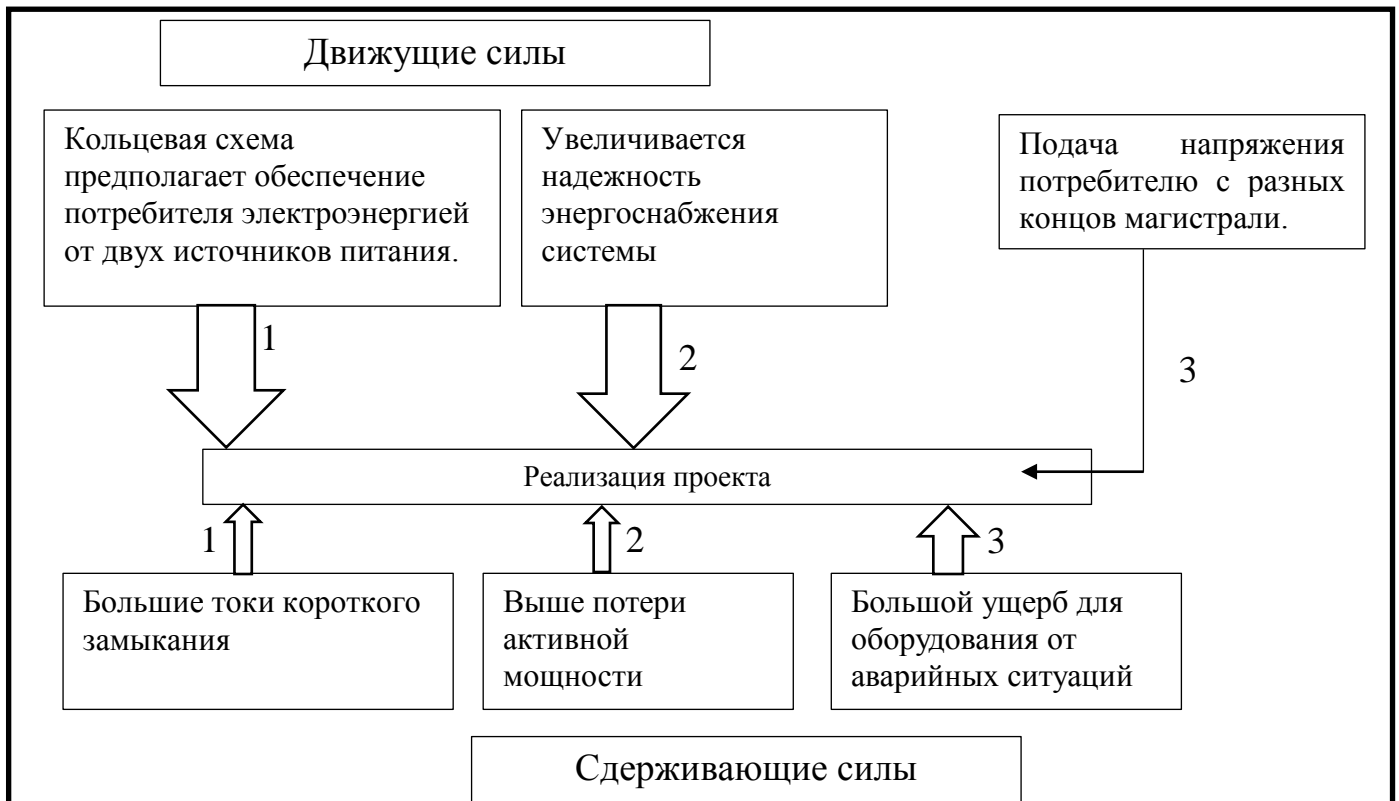


Рисунок 11.2 – Модель поля сил реализации проекта

Движущие силы:

- 1) Имеет сильное влияние, так как является важной задачей для создания надежной системы электроснабжения района.
- 2) Имеет сильное влияние, так как аварии происходят реже, следовательно, уменьшаются убытки, связанные с перерывом электроснабжения.
- 3) Имеет сильное влияние, так как является основной причиной удобства коммутирования токов.

Сдерживающие силы:

- 1) Имеет среднее влияние, так как происходит быстрый износ кабельных линий.
- 2) Имеет сильное влияние, так как увеличиваются затраты на возмещение убытков.
- 3) Имеет среднее влияние, так как появляются дополнительные затраты на покупку нового оборудования, следовательно, уменьшается срок окупаемости.

Движущие силы преобладают над сдерживающими, следовательно, проект может быть реализован в срок.

## 11.4 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

Таблица 11.4 – План-график Ганта

№ работы	Работы по проекту	Продолжительность 2018-2019 г., мес.									
		Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
1	Технический паспорт проекта	■									
2	Хар-ка объекта электроснабжения	■									
3	Расчет нагрузок		■								
4	Выбор ТП и размещение на генплан			■							
5	Расчет токов КЗ			■							
6	Выбор электрооборудования			■	■						
7	Раздел РЗ					■					
8	Раздел экономика						■				
9	Раздел БЖД							■			
10	Графическая часть							■	■		
11	Оформление проекта								■	■	■
12	Сдача проекта										■

### Вывод по разделу 11

В данном разделе были проведены расчеты затрат на проектирование двух схем внутреннего электроснабжения, SWOT анализы, построено дерево целей проекта, модель поля сил реализации проекта, приведен план-график Ганта по реализации проекта. В результате чего было доказано выгодность кольцевой схемы внутреннего электроснабжения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении дипломного проекта на тему «Электроснабжение микрорайона города» был произведен расчет электрических нагрузок на вводах в жилые и общественно-административные здания, расположенные на территории микрорайона, а также нагрузок уличного и внутриквартального освещения. Кроме того, определена, с учетом коэффициентов участия в максимуме нагрузок, общая электрическая нагрузка микрорайона, по которой впоследствии найдена мощность трансформаторных подстанций и их количество.

В связи с тем, что основную часть потребителей в микрорайоне составляют электроприемники II категории, то трансформаторные подстанции приняты двухтрансформаторными.

Расчетным путем было определено, что для данного микрорайона наиболее выгодно применение 16 трансформаторных подстанций мощностью 2х1000 кВА. С учетом допустимого коэффициента перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме, объекты электроснабжения в микрорайоне были распределены между принятыми трансформаторными подстанциями. Используя графоаналитический метод, было определено наиболее выгодное месторасположение трансформаторных подстанций – в центре электрических нагрузок, относительно которого с учетом архитектурных соображений и требований пожарной безопасности, и определилось действительное месторасположение трансформаторных подстанций. Внутриквартальные трассы линий намечаются с учетом выбранного расположения зданий микрорайона. Эти трассы должны в основном располагаться вдоль контуров зданий, под пешеходными дорожками, по возможности, не пересекать зоны озеленения, спортивные и детские площадки и т.п.

Распределительная сеть среднего напряжения выполнена по кольцевой схеме. Для сети 10 кВ выбран кабель марки АПвЭБП (трехжильный кабель с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена) сечением 70 мм<sup>2</sup>.

Все расчеты в дипломной работе велись на основе нормативно-технической литературы.

										Лист
										101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ					

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. – М.: утв. Министерством топлива и энергетики Российской Федерации, 1994. – 35 с.

2 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.

3 СП 52.133302016. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. – М.: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2016. – 107 с.

4 Уральский завод трансформаторных технологий. – [http://uztt.ru/transformatoryi\\_silovyye\\_tipa\\_tmz](http://uztt.ru/transformatoryi_silovyye_tipa_tmz).

5 Комиссарова, Е.Д. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие для самостоятельной работы студентов / Е.Д. Комиссарова, А.В. Коржов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2007. – 72 с.

6 Кабели бронированные 6 кВ – [https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/avvp\\_kamkabel/](https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/avvp_kamkabel/).

7 Справочник по проектированию электрических сетей. / Под ред. Д. Л. Файбисовича и др. М: Издательство НЦ ЭНАС, 2006. – 376 с.

8 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.– Изд-во ДЕАН, 2008, 704с

9 Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

10 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: Изд-во «Холдинг МРСК», 2012. – 71 с.

11 Кабели низковольтные – <https://cable.ru/cable/group-avvg.php>.

12 Гайсаров Р.В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.

13 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.

14 Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей – <http://docs.cntd.ru/document/901839683>

					13.03.02.2019.274.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

