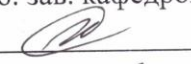


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой


 Н.В. Савина
«19» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Парковый
в Приморском крае

Исполнитель
студент группы 542-064  Е.С. Гаврилов
подпись, дата

Руководитель
Доктор техн.наук  17.06.2019. И.В. Наумов
подпись, дата

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук  08.06.2019 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель  19.06.2019 Н.С. Бодруг
подпись, дата


Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Центральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетика

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Гаврилов Евгений Сергеевич

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения микрорайона
Корюковск в Приамурском крае

(утверждено приказом от 01.04.2019 № 159-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: генеральный план
объекта. План земли. Нормативы - справочная литература, ПУЭ,
ГОСТы.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-
просов):


Характеристика объекта проектирования. Расчет энергетических нагрузок в
судачинском ЦЭИ. Выбор мощности шинных трансформаторов.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Генеральный план объекта с
судачинским ЦЭИ. Однолинейная схема внутреннего электроснабжения
однолинейная схема подстанции. План КТП с указанием объектов.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) Безопасность и экономика - А.В. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Маушев И.В. профессор, доктор техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):  05.04.19
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 122 с., 17 рисунков, 38 таблиц, 7 источников.

ВВОДНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВА, ГОРОДСКАЯ ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ЭКСПЛИКАЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, НАГРУЗКА, КАБЕЛЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ.

Проведено проектирование внутреннего электроснабжения микрорайона Парковый в г. Большой камень Приморского края. Произведен точный расчет нагрузок производственных и коммунально-бытовых потребителей. Произведен выбор количества и типов трансформаторов на трансформаторных подстанциях, оптимального количества линий, произведен расчет ВЛ 0.4 – 10 кВ.

В разделе проектирования внешнего электроснабжения микрорайона Парковый произведен выбор трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ, произведен выбор оборудования подстанции, рассчитаны токи короткого замыкания, выбраны и рассчитаны заземляющее устройство и молниезащита подстанции.

В разделе технико-экономический расчет электроснабжения произведен сравнительный анализ двух схем электроснабжения: лучевой и кольцевой. На основе расчетов была выбрана лучевая схема, как наиболее оптимальная.

В разделе безопасности и экологичности рассмотрены вопросы обеспечения безопасности и экологичности данного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общая характеристика проектируемого микрорайона	8
1.1 Краткая характеристика проектируемого района	8
1.1.1 Физико-географическое описание г. Большой Камень	8
1.1.2 Климатическая характеристика района	9
1.1.3 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии.	9
2 Расчет электрических нагрузок	11
2.1 Определение электрических нагрузок населенного пункта	12
2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и учреждений	17
2.3 Расчет нагрузки наружного и внутриквартального освещения	18
2.4 Расчет электрической нагрузки микрорайона	22
3 Определение числа и мощности сетевых трансформаторных подстанций. Определение их месторасположения	31
3.1 Определение числа и мощности трансформаторов и трансформаторных подстанций	31
3.2 Определение центра электрических нагрузок	41
4 Выбор схем электроснабжения микрорайона	45
4.1 Выбор схемы питающих сетей среднего напряжения	45
4.1.1 Расчет капиталовложений оборудования	46
4.1.2 Расчет эксплуатационных затрат	47
4.1.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии	47
4.1.4 Техничко-экономические показатели проекта	48
4.2 Выбор схемы распределительной сети низкого напряжения	50
4.3 Расчет магистральной, однолучевой распределительной сети 10 кв.	52
5 Расчет распределительных сетей высокого напряжения	55
5.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кв.	55
5.2 Проверка кабелей по допустимому отклонению напряжения	61
5.3 Выбор вакуумных выключателей.	63
5.4 Выбор шинного линейного разъединителя	63

5.5	Выбор предохранителей.	64
6	Расчет распределительных сетей низкого напряжения	65
6.1	Расчет распределительных сетей низкого напряжения 0.4 кв.	65
6.2	Определение расчетных токов и выбор сечений кабельных линий	68
7	Выбор типа трансформаторной подстанции	77
7.1	Схемы и конструкции ТП	77
7.2	Расчет токов короткого замыкания. Выбор и проверка аппаратуры защиты ТП и кабелей на стойкость токам короткого замыкания	79
7.2.1	Расчет токов КЗ на шинах ТП в сети напряжением 0.4 кв.	79
7.3	Выбор защитных аппаратов	84
7.4	Выбор предохранителей.	86
7.5	Расчет однофазного тока КЗ и проверка чувствительности защитного аппарата.	91
8	Определение потерь мощности и электроэнергии в элементах системы электроснабжения	98
8.1	Определение потерь мощности и электроэнергии в распределительной сети низкого напряжения	98
8.2	Расчет потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах ТП	101
9	Расчет и проверка молниезащиты подстанции	104
10	Безопасность и экологичность	109
10.1	Общие положения	109
9.2	Безопасность проекта	109
10.3	Заземление подстанции	110
10.4	Экологичность проекта	115
10.5	Чрезвычайные ситуации	116
	Заключение	121
	Библиографический список	122

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ТП – трансформаторная подстанция;

РП – распределительный пункт;

ЛЭП – линия электропередачи

ПС – подстанция;

ЭСГ – электроснабжение города;

РУ – распределительное устройство;

ЦП – центр питания;

КУ – компенсирующее устройство.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшнем этапе развития современного общества, электроэнергия и централизованное теплоснабжение стали неотъемлемой частью нашей повседневной жизни. Без них трудно представить жизнь, современных городов и поселков, являющихся крупными потребителями электрической энергии в стране. От того, насколько рационально спроектирована система электроснабжения города, зависит эффективность функционирования большого числа городских и промышленных объектов, расположенных на его территории.

Потребители электрической энергии, расположенные на селитебной территории города, условно разделяются на две основные группы: жилые дома и общественно-коммунальные учреждения.

Потребление электроэнергии в жилых домах определяется укладом жизни населения города. В современных жилых домах используется большое количество различных электроприемников, которые подразделяются на электроприемники квартир и на электроприемники общедомового назначения.

Целью данной ВКР является освоение методов расчета и проектирования систем электроснабжения городов. На примере части из двадцати домов микрорайона Парковый в городе Большой Камень в Приморском крае, в соответствии с действующими в настоящее время нормативно-техническими документами, создать экономически целесообразную систему электроснабжения города, обеспечивающую необходимое качество комплексного электроснабжения всех потребителей и приемников.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО МИКРОРАЙОНА

1.1 Краткая характеристика проектируемого района

Значительная часть города Большой Камень и сетевого предприятия Централных электрических сетей питается от городской подстанции Промышленная 35/10 кВ.

1.1.1 Физико-географическое описание г. Большой Камень

Большой Камень — город, центр одноимённого городского округа в Приморском крае России. Расположен в 30 км к востоку от Владивостока на противоположном берегу Уссурийского залива Японского моря.

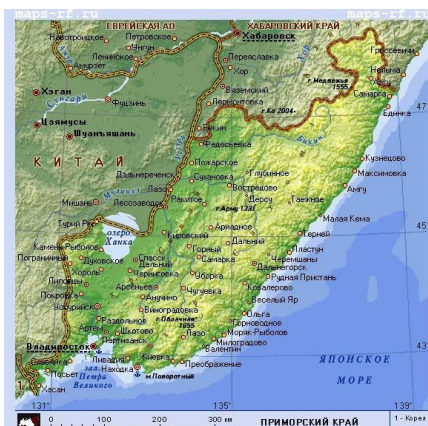


Рисунок 1 – Расположение города Большой Камень

Территория города занимает 2,6 тыс. км². Районным центром является город Большой Камень. Расстояние от районного центра до Владивостока - 30 км. В городе 37 районов. Форма расселения равномерная, с незначительным изменением густоты населенных пунктов в заболоченных местах.

Численность наличного населения города на 1 января 2019 года составила 38,1 тыс. человек (0,5% населения края). Плотность населения - 340 человека на 1 км².

Промышленные предприятия в основном выпускают судоходные суда и занимаются переработкой рыбы.

1.1.2 Климатическая характеристика района

По агроклиматическому районированию территория муниципального образования входит в район, который характеризуется, как теплый и влажный, с холодной зимой. Средняя температура января - 13,1о, июля + 21,0о. Экстремальные температуры составляют – 30 о в январе и +35о в июле. Расчетные температуры для отопления и вентиляции соответственно равны – 22о и + 15о

Относительная влажность воздуха наибольших значений достигает летом (85-90%), наименьших зимой (61-63%).

В холодный период на территории преобладают северные ветры, в теплый – юго-западные. Среднегодовая скорость ветра достигает 3,4 м/сек. Сильные ветры со скоростью более 15 м/сек, повторяются в среднем 11 дней в году

Воздушные линии электропередач и линии связи подвержены воздействиям атмосферных процессов. Механические нагрузки на провода и опоры определяются, прежде всего, скоростью ветра, гололедно-изморозевыми отложениями и грозовой деятельностью. Правильный выбор внешних расчетных параметров, формирующихся под воздействием климата, обеспечивает надежность работы ЛЭП и ЛС.

Основные характеристики климатических условий города Большой Камень:

- относится к четвертому району по ветровой нагрузке при гололеде (менее 150 г/м);
- к четвертому району по давлению ветра 400 Па (25 м/с);
- по среднегодовой продолжительности гроз от 10 до 20 часов;
- четвертый район по толщине стенки гололеда (менее 10,0 мм).

1.1.3 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии.

Подстанция ПС 110/35/6 кВ Береговая 1 предназначена для электроснабжения существующих и вновь вводимых нагрузок в городе Большой Камень. Подстанция питается по одной линии выполненной проводом АС – 120 (1,23 км) и АС – 270 (2,8 км).

Подстанция питает по четырем фидерам 31 трансформаторную подстанцию типа ТМ. Фидера прокладываются в земляных траншеях.

Данные ТП осуществляют электроснабжение потребителей со стороны 0,4кВ. Электроприемники проектируемого микрорайона согласно ПУЭ относятся ко второй и третьей категории.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Исходные данные для расчёта электрических нагрузок:

Таблица 1 - Характеристика жилых зданий.

№ по з.	Количество			Кол-во квартир общей площадью до 90 м ²	Кол-во квартир общей площадью свыше 90 м ²	Тип плит для пище-пригот.	Кол-во лифтов		Категория ЭП по надёжности эл. Снабж.
	Подъездов N _{под}	Этажей N _{эт}	Квартир N _{кв}				Пасса-ж N _{пас}	Гру з. N _{гр}	
1	7	10	280	210	70	ЭП	7	7	2
2	6	10	280	60	120	ЭП	6	6	2
3	2	10	80	60	20	ЭП	2	---	2
4	4	6	72	72	---	ЭП	---	---	3
5	4	9	80	80	80	ЭП	4	4	2
6	4	10	135	135	---	ЭП	4	4	2
7	3	10	90	30	60	ЭП	3	3	2
8	7	10	280	210	70	ЭП	7	7	2
9	6	10	180	60	120	ЭП	6	6	2
10	3	10	84	---	84	ЭП	3	3	2
11	4	10	160	80	80	ЭП	4	4	2
12	9	10	360	180	180	ЭП	9	9	2
13	2	10	80	60	20	ЭП	2	---	2
14	4	10	200	200	--	ЭП	4	---	2
15	6	10	240	180	60	ЭП	6	---	2
16	6	10	240	180	60	ЭП	6	---	2
17	3	10	90	30	60	ЭП	3	3	2
18	4	10	120	120	---	ЭП	4	---	2

Таблица 2 - Характеристика общественно-административных зданий.

№ поз.	Общественные здания	Единицы измерения количества общественного показателя	Количественный показатель, М	Категория ЭП по надёжности электроснабжения
19	Образовательная школа (с электрифицированными столовыми и спортзалами)	учащихся	1100	1
20	Детский сад	мест	160	2

Потребление электроэнергии в жилых домах определяется укладом жизни населения города. В современных жилых домах используется большое количество различных электроприемников, которые подразделяются на электроприемники квартир и на электроприемники общедомового назначения.

В составе микрорайона большую часть потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения составляют потребители второй категории - жилые дома высотой 9 и 10 этажей, детский сад. Среди остальных потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения в микрорайоне выделяют потребитель первой категории – образовательная школа с электрифицированными столовыми и спортзалами, с количеством учащихся 1100 человек, к электроснабжению которой предъявляются жесткие требования; а также потребитель третьей категории - жилой дом высотой 6 этажей.

2.1 Определение электрических нагрузок населенного пункта

Расчет электрических нагрузок производится от низших к высшим ступеням системы электроснабжения и включает два этапа:

- 1) определение нагрузки на вводе к каждому потребителю;
- 2) расчет на этой основе нагрузок отдельных элементов сети.

Расчетная нагрузка потребителя и отдельных элементов сети принимается равной ожидаемой максимальной нагрузке за 30 минут.

Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Определение расчетных нагрузок жилых зданий основывается на использовании нагрузки одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира, при посемейном заселении домов.

Определим расчетную нагрузку на вводе жилого дома на примере десятиэтажного

280-и квартирного дома с электрическими плитами мощностью до 10.5 кВт (позиция 1). При условии что дома с преобладанием квартир менее 90 м² не являются домами повышенной комфортности.

Расчетная активная нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания, определяется, в зависимости от числа квартир и применяемых кухонных плит по типу приготовления, по выражению, кВт:

$$P_{p.кв.} = P_{уд.кв.} \cdot N_{кв.}, \quad (1)$$

где $N_{кв.}$ -число квартир присоединенных к элементу сети, $N_{кв.}=280$;

$P_{уд.кв.}$ -удельная расчетная нагрузка квартиры, определяемая согласно табл.2.1.1 [1], кВт.

Удельная расчетная нагрузка, в данном случае, определяется методом интерполяции, по следующей формуле кВт/кв:

$$P_{уд.ж.з.д.(N_{кв.})} = P_{уд.ж.з.д.(N')} - \frac{P_{уд.ж.з.д.(N')} - P_{уд.ж.з.д.(N'')}}{N'' - N'} \cdot (N_{кв.} - N'), \quad (2)$$

где N' -ближайшее меньшее количество квартир ($N_{кв.}$), стандартное табличное, $N'=200$ квартир;

N'' - ближайшее большее количества квартир ($N_{кв.}$), стандартное табличное, $N''=400$ квартир;

$P_{уд.ж.з.д.(N')}$ и $P_{уд.ж.з.д.(N'')}$ -удельные расчетные нагрузки, табл.2.1.1[1] соответственно для N' и N'' , $P_{уд.ж.з.д.(200)}=1.36$ кВт/кв. и $P_{уд.ж.з.д.(400)}=1.27$ кВт/кв.

$$P_{уд.кв.280} = 1.36 - \frac{1.36 - 1.27}{400 - 200} \cdot (280 - 200) = 1.324 \text{ (кВт / кв.)}$$

Тогда расчетная активная нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания (позиция 1), определяемая по выражению (1) равна, кВт:

$$P_{p.кв.} = 1.324 \cdot 280 = 370.72 \text{ (кВт)}$$

Расчетная активная нагрузка силовых электроприемников определяется нагрузками лифтовых установок, насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических установок. Мощность резервных электродвигателей, а так же электроприемников противопожарных устройств, при расчете электрических нагрузок не учитываются.

В домах данного микрорайона основу силовой нагрузки составляют лифтовые установки, поэтому расчетная силовая нагрузка определяется следующим образом, кВт:

$$P_{p.l.} = K_c * \sum_1^N P_{p.l.i} = K_c * (P_{л1} * n_{nac} + P_{л2} * n_{зр}), \quad (3)$$

где K_c -коэффициент спроса лифтовых установок, определяемый по табл.2.1.2. [1] в зависимости от этажности здания и количества лифтов, $K_c=0,5$;

N -общее количество лифтовых установок в жилом доме, $N_{л}=14$.

n_{nac} , $n_{зр}$ -количество пассажирских и грузопассажирских лифтов соответственно;

$P_{л1}=4,5$ кВт, $P_{л2}=7$ кВт - мощности электродвигателей лифтовых установок, соответственно пассажирских и грузопассажирских;

$$P_{p.l.}=0,46*(4.5*7+7,0*7)= 37.03 \text{ (кВт)}$$

Тогда расчетная активная нагрузка на вводе жилого дома равна, кВт:

$$P_{p.ж.д.} = P_{p.кв.} + k_y \cdot P_{p.l.}, \quad (4)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, принимаемый равным 0.9.

$$P_{p.ж.д.} = 370.72 + 0,9 \cdot 37.03 = 404 \text{ (кВт)}$$

Расчетная реактивная нагрузка на вводе жилого дома, кВАр:

$$Q_{p.ж.д.} = P_{p.кв.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{кв.} + 0,9 \cdot P_{p.л.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{л.}, \quad (5)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{кв.} = 0.2$ - для квартир с электрическими плитами, определяется по табл.2.1.4. [1]; $\operatorname{tg} \varphi_{л.} = 1.17$ - для лифтовых установок, табл.2.1.4. [1].

Для жилого дома (позиция 1), расчетная реактивная нагрузка на вводе, определяемая на основании выражения (5), равна:

$$Q_{p.ж.д.} = 370.72 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 37.03 \cdot 1,17 = 113.137 \text{ (кВАр)}$$

Полная расчетная нагрузка на вводе жилого дома, кВА:

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{P_{p.ж.д.}^2 + Q_{p.ж.д.}^2} \quad (6)$$

$$S_{p.ж.д.} = \sqrt{404^2 + 113.137^2} = 419 \text{ (кВА)}$$

Аналогичные расчеты проводим для других жилых домов микрорайона (позиции 2-18) Результаты расчета заносим в таблицу 3.

Таблица 3 - Расчет электрических нагрузок жилых зданий.

N	Кол-во квартир $N_{кв}$	Тип плит для пище-пригот.	Удельная нагрузка $P_{уд.кв.}$	Кол-во лифтов и мощность двигателя лифта		Кэф-т спроса лифта $K_{спр}$	Расчет-ная нагрузка лифтов $P_{р.л.}$	Кэф-ты ре-активной мощности		Активня расчетная нагрузка дома $P_{р.н.д.}$	Реактивная нагрузка дома $Q_{р.н.д.}$	Полная расчетная нагрузка $S_{п.н.д.}$
				Пасса-ж. P	Груз. $P_{груз}$			tgφ	tgφ			
---	Шт.	ЭП/ГП	кВт/кв.	Шт. кВт	Шт. кВт	---	кВт	---	---	кВт	кВАР	кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	280	ЭП	1,324	7/4,5	7/7	0,46	37,03	0,2	1,17	404	113,137	419
2	180	ЭП	1,85	6/4,5	6/7	0,48	33,12	0,2	1,17	362,8	101,475	376,724
3	80	ЭП	1,8	2/4,5	---	0,8	7,2	0,2	1,17	150,48	36,382	154,816
4	72	ГП	1,31	---	---	---	---	0,29	---	94,968	27,541	98,881
5	160	ЭП	1,83	4/4,5	4/7	0,575	26,45	0,2	1,17	315,805	86,252	327,372
6	135	ЭП	1,45	4/4,5	4/7	0,575	26,45	0,2	1,17	219,690	67,029	229,688
7	90	ЭП	2,16	3/4,5	3/7	0,65	22,425	0,2	1,17	214,183	62,414	223,092
8	280	ЭП	1,234	7/4,5	7/7	0,46	37,03	0,2	1,17	404	113,137	419
9	180	ЭП	1,85	6/4,5	6/7	0,48	33,12	0,2	1,17	362,8	101,475	376,724
10	84	ЭП	2,29	3/4,5	3/7	0,65	22,425	0,2	1,17	212,183	66,014	222,215
11	460	ЭП	1,878	4/4,5	4/7	0,575	26,45	0,2	1,17	324,285	87,948	335,999
12	360	ЭП	1,742	9/4,5	9/7	0,42	43,47	0,2	1,17	666,243	171,198	687,887
13	80	ЭП	1,8	2/4,5	---	0,8	7,2	0,2	1,17	150,48	36,382	154,816
14	200	ЭП	1,36	4/4,5	---	0,7	12,6	0,2	1,17	283,34	67,668	291,308
15	240	ЭП	1,808	6/4,5	---	0,65	17,55	0,2	1,17	449,715	105,264	461,87
16	240	ЭП	1,808	6/4,5	---	0,65	17,55	0,2	1,17	449,715	105,264	461,87
17	90	ЭП	2,16	3/4,5	3/7	0,65	22,425	0,2	1,17	214,183	62,414	223,092
18	120	ЭП	1,472		---	0,7	12,6	0,2	1,17	187,98	48,595	194,16

2.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и учреждений

Определение расчетной нагрузки на вводе в общественное здание покажем на примере детского сада обозначенного на позиции.

Расчетные нагрузки на вводе в общественные здания и учреждения определяются по укрупненным удельным нагрузкам. Активная расчетная нагрузка определяется по формуле, кВт:

$$P_{p.общ} = P_{уд.общ} \cdot M, \quad (7)$$

где $P_{уд.общ}$ -удельная расчетная нагрузка единицы количественного показателя (рабочее место, посадочное место, площадь торгового зала в м² и т.п.), определяемая по табл.2.2.1. [2], $P_{дет.сад.}=0.4$ кВт/ место.

M - количественный показатель, характеризующий пропускную способность предприятия, объем производства и т.д., $M=160$ мест.

Таким образом, активная расчетная нагрузка будет:

$$P_{дет.сад} = 0,4 * 160 = 64 \text{ (кВт)}$$

Расчетная реактивная нагрузка на вводе в общественное здание и учреждение определяется по выражению, кВАр:

$$Q_{дет.сад.} = P_{дет.сад.} \cdot tg \varphi, \quad (8)$$

где $tg\varphi$ -расчетный коэффициент реактивной мощности, определяемый по табл.2.2.1^H [2], $tg\varphi=0,25$.

$$Q_{dem. cad.} = 64 * 0,25 = 16 \text{ (кВАр)}$$

Полная расчетная нагрузка на вводе в общественное здание определяется по формуле (6):

$$S_{dem. cad.} = \sqrt{64^2 + 16^2} = 65,96 \text{ (кВА)}$$

Аналогичные расчеты производим для других общественных зданий и учреждений. Результаты расчета представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок общественных зданий

№ поз.	Количественный показатель: М	Удельная расчетная нагрузка: $P_{уд. общ.}$	Активная расчетная нагрузка: $P_{р. общ.}$	Коэф. Ре-актив. Мощности: $tg\phi$	Реактивная расчетная нагрузка: $Q_{р. общ.}$	Полная расчетная нагрузка: $S_{р. общ.}$
	единиц	кВт/ед	кВт	-	кВАр	кВА
19	1100	0,25	275,0	0,38	104,5	294,186
20	160	0,4	64	0,25	16	65,96

2.3 Расчет нагрузки наружного и внутриквартального освещения

Удельная нагрузка для расчета наружного и внутриквартального освещения зависит от категории улиц, которые принимаются в зависимости от градостроительства. Если, согласно генерального плана микрорайона, неизвестно к какой категории относятся улицы, то категорию улицы принимают произвольно.

Электрические нагрузки наружного освещения ориентировочно определяются исходя из норм осветительных нагрузок (СНиП). В основу расчета закладываются категории улиц и дорог.

Категория улиц:

1) магистральные улицы районного значения, дороги общегородского значения, для грузового движения, площади перед крупными общественными зданиями и сооружениями при среднем значении удельной нагрузки $P_{уд. ул. о.}$ от 20 до 30 кВт/км.

2) улицы и дороги местного значения: жилые улицы, дороги промышленных и коммунально-складских районов, поселковые улицы и дороги при среднем значении удельной нагрузки $P_{уд.ул.о.}$ от 7 до 10 кВт/км.

3) внутриквартальные территории при среднем значении удельной нагрузки $P_{уд.вк.}$ равном 1,2 кВт/га.

Расчетную нагрузку уличного освещения можно определить по формуле:

$$P_{р.ул.о.} = \sum_{i=1}^{n_i} P_{уд.ул.о,i} * L_{ул,i} , \quad (9)$$

где $P_{уд.ул.о,i}$ — удельная расчетная нагрузка уличного освещения, кВт/км,
 $P_{уд.ул.о,i}=25$ кВт/км;

$L_{ул,i}$ —длина улицы категории 1, км;

Длины улиц Карла-Маркса, Фрунзе, Первомайская соответственно равны:
 $l_{11}=0.19$ км, $l_{12}=0.54$ км, $l_{13}=0.82$ км.

$$P_{р.ул.о.}=25*(0,43+0,27+0.35)= 26.25 \text{ (кВт)}$$

Расчетная нагрузка внутриквартального освещения $P_{р.вк.}$ определяется по выражению:

$$P_{р.вк.} = P_{уд.вк.} * F_{мкр.} , \quad (10)$$

где $P_{уд.вк.}$ - удельная расчетная нагрузка внутриквартального освещения, кВт/га, $P_{уд.вк.}=1,2$ кВт/га; $F_{мкр.}$ - общая площадь внутриквартальной территории микрорайона, га, $F_{мкр.}=20.2500$ га = $0,2025$ км²

$$P_{p.вк.} = 1,2 * 20.2500 = 24.3(\kappa Bm)$$

Расчетная нагрузка наружного освещения микрорайона $P_{p.o.мкр}$ определяется по выражению:

$$P_{p.o.мкр.} = P_{p.ул.o.} + P_{p.вк.} \quad (11)$$

$$P_{p.o.мкр.} = 26,25 + 24.3 = 50,55(\kappa Bm)$$

При расчете реактивной составляющей уличного и внутриквартального освещения рекомендуется применять ртутные лампы с коэффициентом мощности $\cos\varphi=0,85$ и соответственно $\operatorname{tg}\varphi=0,62$.

Расчетная реактивная составляющая нагрузки наружного освещения микрорайона $Q_{p.o.мкр.}$ определяется по формуле:

$$Q_{p.o.мкр.} = P_{p.ул.o.} * \operatorname{tg}\varphi + P_{p.вк.o.} * \operatorname{tg}\varphi \quad (12)$$

$$Q_{p.o.мкр.} = 26,25 * 0,62 + 24.3 * 0,62 = 31.34(\kappa BAp)$$

Полная расчетная электрическая нагрузка наружного освещения микрорайона $S_{p.o.мкр.}$ определяется по формуле:

$$S_{p.o.мкр.} = \sqrt{P_{p.o.мкр.}^2 + Q_{p.o.мкр.}^2} \quad (13)$$

$$S_{p.o.мкр.} = \sqrt{50.55^2 + 31.34^2} = 59.48(\kappa BA)$$

Результаты расчета нагрузки наружного и внутриквартального освещения микрорайона заносим в сводную таблицу 5

Таблица 5 - Расчет освещения микрорайона

Категория улиц	Удельная расчетная нагрузка уличного освещения: $P_{уд.ул.}$	Удельная расчетная нагрузка внутриквартального освещения: $P_{уд.ул.}$	Кэф. мощности		Расчетная актив. Эл. Нагрузка освещения: $P_{р.о.мкр}$	Расчетная реактивная нагрузка освещения: $Q_{р.о.мкр.}$	Расчетная полная эл. Нагрузка освещения: $S_{р.о.мкр.}$
			$\cos \phi$	$tg\phi$			
	кВт/км	кВт/Га	---	---	кВт	кВАр	кВП
Магистральные улицы	25	---	0,85	0,62	26,25	16,27	30,88
Внутриквартальные территории	---	1,2	0,85	0,62	24,3	15,06	28,59
Микрорайон	---	---	---	---	50,55	31,34	59,48

Выбор ламп для освещения микрорайона производим на основании значений средней горизонтальной освещенности на уровне покрытия согласно /5/:

-для дорог общегородского значения -6 лк;

-для территорий общеобразовательных школ: спортивные площадки-10 лк, проходы и территории -4 лк.

Освещение улиц, дорог и площадей осуществляется с помощью светильников типа: СКЗПП-500 с консольным способом установки. Для освещения микрорайона принимаем лампы следующей мощности:

для внутриквартальных территорий -ДРЛ-250;

для улиц местного значения -ДРЛ-400;

Светильники по территории микрорайона ставятся: вдоль внутриквартальных проездов, магистральных внешних улиц и по периметру территории школы и детского сада на расстоянии 30 м друг от друга.

2.4 Расчет электрической нагрузки микрорайона

Расчет электрической нагрузки микрорайона выполняется путем суммирования расчетных нагрузок отдельных групп однородных потребителей с учетом коэффициента участия в максимуме наибольшей из нагрузок.

Расчетные активная и реактивная нагрузки микрорайона определяются по выражениям:

$$P_{p.мкр.} = P_{p.нб.} + \sum_1^n P_{p.i} \cdot K_{y.i} , \quad (14)$$

$$Q_{p.мкр.} = P_{p.зд.нб.} \cdot tg \varphi_{зд.нб.} + \sum_1^n P_{p.i} \cdot tg \varphi_{зд.i} \cdot K_{y.i} , \quad (15)$$

где $P_{p.нб.}$ - наибольшее значение расчетной активной мощности одной из групп однородных потребителей, кВт;

$P_{p.i}$ - расчетная активная нагрузка остальных групп потребителей; кВт;

$K_{y.i}$ - коэффициент участия в максимуме нагрузки относительно выбранной наибольшей нагрузки, определяемый по табл.2.3.1. [1] .

$tg \varphi_{зд.нб.}$ - расчетный коэффициент реактивной мощности, соответствующий группе потребителей с наибольшей нагрузкой.

$tg \varphi_{зд.i}$ - расчетный коэффициент реактивной мощности, соответствующий остальным группам потребителей.

В рассматриваемом микрорайоне почти все жилые дома за исключением позиции (4,6) десятиэтажные и состоят из квартир как до 90 м² так и свыше 90 м² поэтому целесообразно будет разделить их по количеству подъездов на шесть "условных домов" при условии что дома с преобладанием квартир свыше 90 м² являются домами повышенной комфортности.

Объединим все дома с количеством подъездов 7 (позиции 1,8) в первый условный дом, и рассчитаем его нагрузку по методике описанной в п.1.1.

Удельная расчетная мощность условного дома принимается по табл.2.1.1.[1], как для $N_{кв.}=560$, методом интерполяции, по формуле (2):

$$P_{уд.кв} = 1,27 - \frac{1,27 - 1,23}{600 - 400} * (560 - 400) = 1,238(\text{кВт} / \text{кв.}),$$

где $P_{уд.кв.N1}=1,27 \frac{\text{кВт}}{\text{кв.}}$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_1=400$;

$P_{уд.кв.N2}=1,23 \frac{\text{кВт}}{\text{кв.}}$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_2=600$.

Расчетную активную нагрузку квартир определяем по выражению (1):

$$P_{р.кв.(усл.)}=1,238*560=693.28(\text{кВт})$$

Силовая нагрузка лифтовых установок по формуле (3)

$$P_{р.л(усл.)} = 0,35 * (4,5 * 14 + 7,0 * 14) = 56.35(\text{кВт})$$

где $K_{сl}=0,35$ - коэффициент спроса, определяемый по табл. 2.1.2 [1] для домов этажностью до 12 этажей методом интерполяции;

$$P_{р.ж.д.(усл.)}=693.28+0,9*56.35=743.95(\text{кВт})$$

Расчетные активную и реактивную мощности условного дома с семью подъездами определим соответственно по формулам (4) и (5)

$$Q_{р.ж.д.(усл.)} = 693.28*0,2+0.9*56.35*1.17=197.933(\text{кВАр})$$

Расчетная полная мощность условного дома определяется на основании формулы (6):

$$S_{p.ж.д.(усл1)} = \sqrt{743.95^2 + 197.933^2} = 769.831(\text{кВА})$$

Дома с количеством подъездов 6 определим во второй условный дом (позиции 2,9,15,16).

Удельная расчетная мощность условного дома принимается по табл.2.1.1.[1], как для $N_{кв.}=840$, методом интерполяции, по формуле (2):

$$P_{уд.кв} = 1,67 - \frac{1,67 - 1,62}{1000 - 600} * (840 - 600) = 1.64(\text{кВт} / \text{кв})$$

где $P_{уд.кв.N1}=1,67$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_1=600$;

$P_{уд.кв.N2}=1,62$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_2=1000$.

Согласно (1) определим

$$P_{p.кв.(усл2)} = 1,64 * 840 = 1377(\text{кВт})$$

Силовая нагрузка лифтовых установок по формуле (3)

$$P_{p.л} = 0,35 * (4,5 * 24 + 7 * 12) = 67.2(\text{кВт})$$

Расчетные активную и реактивную мощности условного дома два определим соответственно по формулам (4) и (5):

$$P_{p.ж.д.(усл2)} = 1377 + 0,9 * 67.2 = 1437.48(\text{кВт})$$

$$Q_{p.ж.д.(усл2)} = 1377 * 0,2 + 0,9 * 67.2 * 1,17 = 346.162(\text{кВАр})$$

Расчетная полная мощность условного дома два определяется по формуле (6):

$$S_{P.ж.д.(усл2)} = \sqrt{1437.48^2 + 346.162^2} = 1479(\text{кВА})$$

Дома с количеством подъездов 4 (позиции 4,5,6,11,14,18) объединим в третий условный дом.

Удельная расчетная мощность условного дома принимается по табл.2.1.1.[1], как для $N_{кв.}=847$, методом интерполяции, по формуле (2):

$$P_{уд.кв} = 1,23 - \frac{1,23 - 1,19}{1000 - 600} * (847 - 600) = 1.205(\text{кВт} / \text{кв.})$$

где $P_{уд.кв.N1}=1,23$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_1=600$;

$P_{уд.кв.N2}=1,19$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_2=1000$.

Согласно (1) определим

$$P_{р.кв.(усл3)} = 1,205 * 847 = 1020.635(\text{кВт})$$

Силовая нагрузка лифтовых установок по формуле (3):

$$P_{р.л} = 0,35 * (4,5 * 20 + 7 * 12) = 60.9(\text{кВт})$$

где $K_c=0.35$ - коэффициент спроса, определяемый по табл. 2.1.2 [1] методом интерполяции;

Расчетные активную и реактивную мощности условного дома определим соответственно по формулам (4) и (5):

$$P_{р.ж.д.(усл3)}=1020.635+0,9*60.9=1075(\text{кВт})$$

$$Q_{р.ж.д.(усл3)}=1020.635*0,2+0,9*60.9*1,17=268.255(\text{кВар})$$

Расчетная полная мощность условного дома три определяется по формуле (6):

$$S_{р.ж.д.(усл3)} = \sqrt{1075^2 + 268.255^2} = 1108(\text{кВА})$$

Дома с количеством подъездов 3 определим в четвертый условный дом. Удельная расчетная мощность условного дома принимается по табл.2.1.1.[1], как для $N_{кв.}=264$, методом интерполяции, по формуле:

$$P_{уд.кв} = 1,83 - \frac{1,83 - 1,72}{400 - 200} * (264 - 200) = 1.795(\text{кВт} / \text{кв.})$$

где $P_{уд.кв.N1}=1,83$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_1=200$;

$P_{уд.кв.N2}=1,72$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_2=400$.

$$P_{р.кв.(усл4)}=1,795*264=473.88(\text{кВт})$$

Силовая нагрузка лифтовых установок по формуле (3):

$$P_{р.л} = 0,42 * (4,5 * 9 + 7 * 9) = 43.47(\text{кВт})$$

где $K_c=0.42$ - коэффициент спроса, определяемый по табл. 2.1.2 [1] методом интерполяции;

Расчетные активную и реактивную мощности условного дома определим соответственно по формулам (4) и (5):

$$P_{p.ж.д.(усл4)}=473.88+0,9*43.47=513.03(\text{кВт})$$

$$Q_{p.ж.д.(усл4)}=473.88*0,2+0,9*43.47*1,17=140.55(\text{кВАр})$$

Расчетная полная мощность условного дома четыре определяется по формуле (6):

$$S_{p.ж.д.(усл4)} = \sqrt{513.003^2 + 140.55^2} = 531.908(\text{кВА})$$

Дома с количеством подъездов 2 определим в пятый условный дом (позиции 3,13)

Удельная расчетная мощность условного дома принимается по табл.2.1.1.[1], как для $N_{кв.}=160$, методом интерполяции, по формуле (2):

$$P_{уд.кв} = 1,5 - \frac{1,5 - 1,36}{200 - 100} * (160 - 100) = 1.416(\text{кВт} / \text{кв.})$$

где $P_{уд.кв.N1}=1,5$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_1=100$;

$P_{уд.кв.N2}=1,36$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_2=200$.

Согласно (1) определим

$$P_{p.кв.(усл5)}=1,416*160=226.56(\text{кВт})$$

Силовая нагрузка лифтовых установок по формуле (3):

$$P_{p.л} = 0.7 * (4,5 * 4) = 12.6(\text{кВт})$$

Расчетные активную и реактивную мощности условного дома определим соответственно по формулам (4) и (5):

$$P_{p.ж.д.(усл5)}=226.56+0,9*12.6=237.9(\text{кВт})$$

$$Q_{p.ж.д.(усл5)}=226.56*0,2+0,9*12.6*1,17=58.58(\text{кВАр})$$

Расчетная полная мощность условного дома пять определяется по формуле (6):

$$S_{p.ж.д.(усл5)} = \sqrt{237.9^2 + 58.58^2} = 245.006(\text{кВА})$$

Условный дом шесть с девятью подъездами (позиция 12)

Удельная расчетная мощность условного дома принимается по табл.2.1.1.[1], как для $N_{кв.}=360$, методом интерполяции, по формуле (2):

$$P_{уд.кв} = 1,83 - \frac{1,83 - 1,72}{400 - 200} * (360 - 200) = 1.742(\text{кВт} / \text{кв.})$$

где $P_{уд.кв.N1}=1,83$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_1=200$;

$P_{уд.кв.N2}=1,72$ - согласно 2.1.1 [1] для числа квартир $N_2=400$.

Согласно (1) определим

$$P_{p.кв.(услб)}=1,742*360=627.12(\text{кВт})$$

Силовая нагрузка лифтовых установок по формуле (3):

$$P_{p.л} = 0.42 * (4,5 * 9 + 7 * 9) = 43.47(\text{кВт})$$

Расчетные активную и реактивную мощности условного дома определим соответственно по формулам (4) и (5):

$$P_{p.ж.д.(усл6)}=627.12+0,9*43.47=666.243(\text{кВт})$$

$$Q_{p.ж.д.(усл6)}=627.12*0,2+0,9*43.47*1,17=171.198(\text{кВар})$$

Расчетная полная мощность условного дома шесть определяется по формуле (6):

$$S_{P_{p.ж.д.(усл6)}} = \sqrt{666.243^2 + 171.198^2} = 687.887(\text{кВА})$$

Расчетная нагрузка всего микрорайона с учетом наружного освещения микрорайона определяемая по выражениям (14) и (15) записывается следующим образом:

$$P_{p.мкр.}=(P_{p.ж.д.(усл6)}+P_{p.ж.д.(усл5)}+P_{p.ж.д.(усл4)}+P_{p.ж.д.(усл3)}+P_{p.ж.д.(усл2)}+P_{p.ж.д.(усл1)})*$$

$$K_{у.ж.д.(усл)}+P_{p.обр.шк.}*K_{у.обр.шк.}+P_{p.дет.сад.}*K_{у.дет.сад.}+P_{p.ул.о.}+P_{p.вк} \quad (16)$$

$$Q_{p.мкр.}=(P_{p.кв}*tg\varphi_{кв}+0,9*P_{p.л}*tg\varphi_{л})_{(усл6)}+(P_{p.кв}*tg\varphi_{кв}+0,9*P_{p.л}*tg\varphi_{л})_{(усл5)}$$

$$+(P_{p.кв}*tg\varphi_{кв}+0,9*P_{p.л}*tg\varphi_{л})_{(усл4)}+(P_{p.кв}*tg\varphi_{кв}+0,9*P_{p.л}*tg\varphi_{л})_{(усл3)}+$$

$$(P_{p.кв}*tg\varphi_{кв}+0,9*P_{p.л}*tg\varphi_{л})_{(усл2)}+(P_{p.кв}*tg\varphi_{кв}+0,9*P_{p.л}*tg\varphi_{л})_{(усл1)}$$

$$*K_{у.ж.д.(усл)}+P_{p.обр.шк.}*tg\varphi_{обр.шк.}*K_{у.обр.шк.}+P_{p.дет.сад.}*tg\varphi_{дет.сад.}*K_{у.дет.сад.}+$$

$$+P_{p.ул.о.}*tg\varphi+P_{p.вк.}*tg\varphi \quad (17)$$

По формуле (16) расчетная активная нагрузка равна:

$$P_{p.мкр.}=(666.243+237.9+513.03+1075+1437.48+743.95)*0,9+275*0,4+64*0,4+26.25+24.3=4785(\text{кВт})$$

Расчетная реактивная нагрузка микрорайона согласно формулы (17) равна:

$$Q_{p.мкр.} = (627.12 * 0,2 + 0,9 * 43.47 * 1,17) + (226.56 * 0,2 + 0,9 * 12.6 * 1,17) + (473.88 * 0,2 + 0,9 * 43.47 * 1,17) + (1020.635 * 0,2 + 0,9 * 60.9 * 1,17) + (1377 * 0,2 + 0,9 * 67.2 * 1,17) + (693.28 * 0,2 + 0,9 * 56.35 * 1,17) * 0,9 + 275 * 0,38 * 0,4 + 64,4 * 0,25 * 0,4 + 26.25 * 0.62 + 24.3 * 0.62 = 1243(\text{кВАр})$$

Полная нагрузка микрорайона равна:

$$S_{p.мкр.} = \sqrt{P_{p.мкр.}^2 + Q_{p.мкр.}^2} = \sqrt{4785^2 + 1243^2} = 4944(\text{кВА})$$

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СЕТЕВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИХ МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ

3.1 Определение числа и мощности трансформаторов и трансформаторных подстанций

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

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

Мощность трансформаторов, а, следовательно, число и мощность ТП, непосредственно влияют на все последующие решения, связанные с построением системы электроснабжения. В общем виде задача определения мощности трансформаторов может быть решена путем нахождения аналитической зависимости приведенных затрат, связанных с передачей энергии через рассматриваемую систему, от мощности трансформаторов ТП. Однако определение наивыгоднейшей мощности трансформаторов ТП требует перебора большого числа вариантов, что в связи с большой трудоемкостью расчетов не всегда может быть выполнено. Поэтому для ориентировочного определения экономически целесообразной мощности трансформаторов ТП может быть применена формула, полученная на основании многочисленных расчетов:

$$S_{\text{тр.эк.}} = 1.45 \cdot \sqrt[3]{\sigma^2}, \quad (18)$$

где σ -плотность нагрузки микрорайона (кВА/км²), определяемая по формуле:

$$\sigma = \frac{S_{p.мк.p.}}{F_{мк.p.}}, \quad (19)$$

где $S_{p.мк.p.}$ -расчетное значение полной нагрузки микрорайона, кВА;
 $F_{мк.p.}$ -площадь микрорайона, км².

$$\sigma = \frac{4944}{0,30} = 16480(\text{кВА} / \text{км}^2)$$

Экономически целесообразная мощность трансформаторов ТП:

$$S_{тр.эк.} = 1,45 \cdot \sqrt[3]{16480^2} = 939(\text{кВА})$$

Так как значительную долю потребителей микрорайона составляют потребители 2-й категории по надежности электроснабжения и имеется один потребитель 1-й категории, то, согласно требований ПУЭ, электроснабжение необходимо производить от двух независимых источников питания имеющих одинаковую мощность, поэтому принимаем количество трансформаторов в ТП равное двум, т.е. $n_{мп}=2$.

Согласно 4.4.3. [1] в районах многоэтажной застройки (9 этажей и выше) при плотности нагрузки 8 МВт./км² и более оптимальная мощность двухтрансформаторных подстанций рекомендуется равной 2*630 кВА. Но при большой плотности нагрузки можно использовать и трансформаторные подстанции мощностью 2*1000 кВА.

Проведем сравнения трансформаторных подстанций при мощностях трансформаторов 630 кВА и 1000 кВА.

1.Принимаем мощность двухтрансформаторной подстанции 2*1000 кВА:
Ориентировочное число ТП определяется по выражению:

$$n_{mn} = \frac{S_{p.мк.p.}}{K_3 \cdot S_{ТП.эк.}}, \quad (20)$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов ТП в нормальном режиме.

В соответствии с суточным графиком нагрузки ТП, питающих жилые дома и общественные здания принимаем $K_3=0.65$ [1]:

$$n_{mn} = \frac{4944}{0,65 * 2 * 1000} = 3,803$$

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

Объекты микрорайона распределяются между ТП с учетом их загрузки и месторасположения в микрорайоне.

Результаты распределения представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Распределение объектов электроснабжения микрорайона между ТП.

№ ТП	Число и мощность трансформаторов, $N_{тр.} * S_{ном.тр.}$, кВА	Позиции объектов
ТП-1	2*1000	1,20,2,6,7,3
ТП-2	2*1000	4,5,9,8,14
ТП-3	2*1000	10,11,19,12
ТП-4	2*1000	15,16,13,17,18

Расчетная нагрузка каждой трансформаторной подстанции определяется аналогично п. 3.4 , где за $P_{p.нб}$ и $Q_{p.нб}$ принимаются нагрузки жилых зданий,

определяемые по суммарному количеству квартир и лифтовых установок, питаемых от данной трансформаторной подстанции.

Расчет электрических нагрузок ТП покажем на примере расчета нагрузочной мощности для ТП-1. Наибольшую электрическую нагрузку трансформаторной подстанции ТП1 имеет дом (позиции 1). По табл.2.3.1 [1] находим коэффициенты участия K_y остальных групп потребителей в максимуме нагрузки. Нагрузку освещения микрорайона распределим между четырьмя трансформаторными подстанциями следующим образом:

$$P_{p.ул. осв.} = 26.25/4 = 6.56$$

$$P_{p.вк} = 24.3/4 = 6.075$$

Расчетная нагрузка ТП с учетом коэффициента максимума по формулам (14), (15) равна:

$$P_{p.mn1} = (P_{p.ж.д.(noz1)} + P_{p.ж.д.(noz2)} + P_{p.ж.д.(noz6)} + P_{p.ж.д.(noz7)} + P_{p.ж.д.(noz3)}) * K_{y.ж.д.} + P_{p.дет.сад.(noz20)} * K_{y.дет.сад.(noz20)} + P_{p.ул.mn1} + P_{p.вк.mn1} \quad (21)$$

$$Q_{p.mn1} = (P_{p.кв} * tg \varphi_{кв} + 0,9 * P_{p.л} * tg \varphi_{л})_{(ж.д.1)} + (P_{p.кв} * tg \varphi_{кв} + 0,9 * P_{p.л} * tg \varphi_{л})_{(ж.д.2)} + (P_{p.кв} * tg \varphi_{кв} + 0,9 * P_{p.л} * tg \varphi_{л})_{(ж.д.6)} + (P_{p.кв} * tg \varphi_{кв} + 0,9 * P_{p.л} * tg \varphi_{л})_{(ж.д.7)} + (P_{p.кв} * tg \varphi_{кв} + 0,9 * P_{p.л} * tg \varphi_{л})_{(ж.д.3)} * K_{y.ж.д.} + P_{p.дет.сад.(noz.20)} * tg \varphi_{дет.сад.(noz.20)} * K_{y.дет.сад.(noz.20)} + P_{p.ул.mn1} * tg \varphi + P_{p.вк.mn1} * tg \varphi \quad (22)$$

где $P_{p.ул.mn1}$, $P_{p.вк.mn1}$ - расчетные активные нагрузки освещения улиц магистрального значения и внутриквартальных территорий соответственно, запитываемых от ТП-1, кВт.

На основании формул (21) (22) получим:

$$P_{p.mnl} = (404 + 362.80 + 219.690 + 214.183 + 150.48) * 0.9 + 64 * 0.4 + 6.56 + 6.075 = 1374 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.mnl} = ((370.72 * 0.2 + 0.9 * 37.03 * 1.17) + (333 * 0.2 + 0.9 * 33.12 * 1.17) + (195.75 * 0.2 + 0.9 * 26.45 * 1.17) + (194.4 * 0.2 + 0.9 * 22.425 * 1.17) + (144 * 0.2 + 0.9 * 7.2 * 1.17)) * 0.9 + 64 * 0.25 * 0.4 + 6.56 * 0.65 + 6.075 * 0.65 = 391.462 \text{ (кВАр)}$$

Полная нагрузка трансформаторной подстанции равна:

$$S_{p.mnl} = \sqrt{1374^2 + 391.462^2} = 1429 \text{ (кВА)}$$

Загруженность каждой ТП в нормальном рабочем режиме определяется коэффициентом загрузки, который должен быть в пределах: 0,6-0,9 (60-90%):

$$K_3^H = \frac{S_p}{S_{н.тр} \cdot n_{тр}}, \quad (23)$$

где $S_{н.тр}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$n_{тр}$ - количество трансформаторов в ТП.

$$K_3^H = \frac{1429}{1000 * 2} = 0.7$$

$$0,6 < 0,7 < 0,9$$

Перегрузка каждой ТП определяется коэффициентом перегрузки, который вычисляется при выходе из строя одного из двух трансформаторов:

$$K_3^{n.ав} = \frac{S_p}{S_{н.мп} \cdot (n_{мп} - 1)}, \quad (24)$$

$$K_3^{n.ав} = \frac{1429}{1000 \cdot (2 - 1)} = 1,4$$

Коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме сравнивается с допустимым коэффициентом перегрузки:

$$K_{доп.пер.} \geq K_3^{n.ав} \quad (25)$$

где $K_{доп.пер.}$ - допустимый коэффициент перегрузки трансформатора.

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

Согласно [1] получаем $K_{доп.пер.} = 1.5$, т.е. перегрузка возможна на 50%. Если данное условие выполняется, то выбор мощности трансформаторов сделан правильно.

Для ТП-1 получили:

$$1,5 > 1,4,$$

т.е. трансформаторы в послеаварийном режиме загружены в допустимых пределах.

Таким образом, выбор мощности трансформаторов для ТП-1 произведен верно. Принимается ТП-1 2×1000 с учетом дальнейшего развития микрорайона, т.е. предполагается изменения нагрузок этой части микрорайона в сторону увеличения.

Результаты расчетов электрических нагрузок трансформаторных подстанций приведены в таблице 7

Таблица 7 - Расчет электрических нагрузок трансформаторных подстанций 2*1000 кВА.

№ ТП	$P_p * K_y$, кВт	$Q_p * K_y$, кВАр	$S_{p \text{ т.п.}}$
1	1374	391.462	1429
2	1445	389	1496
3	1259	365.034	1311
4	1420	361	1465

Таблица 8 - Значения коэффициентов загрузки трансформаторных подстанций в нормальном и послеаварийном режимах.

Номер ТП	Коэффициент загрузки в нормальном режиме работы: $K_{ав}$	Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме работы: $K_{п. ав.}$	Условие проверки по послеаварийному режиму работы
1	0,7	1,4	выполняется
2	0,7	1,49	выполняется
3	0,65	1,3	выполняется
4	0,7	1,46	выполняется

2.Принимаем мощность двухтрансформаторной подстанции 2*630 кВА:

По формуле (20) получаем:

$$n_{mn} = \frac{4944}{0,65 * 2 * 630} = 6.03$$

В результате расчета необходимо принять 6 трансформаторных подстанций, т.е. количество ТП $n_{mn}=6$.

Объекты микрорайона распределяются между ТП с учетом их загрузки и месторасположения в микрорайоне.

Результаты распределения представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Распределение объектов электроснабжения микрорайона между ТП

№ ТП	Число и мощность трансформаторов, $N_{тр.} * S_{ном.тр.}$, кВА	Позиции объектов
ТП-1	2*630	10,11,9
ТП-2	2*630	1,20,6,7
ТП-3	2*630	5,4,3,2
ТП-4	2*630	12,13,17
ТП-5	2*630	8,19,14
ТП-6	2*630	15,16,18

При расчете электрических нагрузок ТП с мощностью трансформаторов 630 кВА, проводим аналогичные вычисления, что и для ТП с мощностью трансформаторов 1000 кВА. Расчет покажем на примере расчета нагрузочной мощности для ТП-1.

Наибольшую электрическую нагрузку трансформаторной подстанции ТП1 имеет жилой дом (поз 9). По табл.2.3.1 [1] находим коэффициенты участия K_y остальных групп потребителей в максимуме нагрузки.

Нагрузку освещения микрорайона распределим между шестью трансформаторными подстанциями следующим образом:

$$P_{р.ул. осв.} = 26.25/6 = 4.375$$

$$P_{р.вк} = 24.3/6 = 4.05$$

Расчетная нагрузка ТП-1 с учетом коэффициента максимума по формулам (14), (15) равна:

$$P_{р.мп1} = (P_{р.ж.д.(поз.9)} + P_{р.ж.д.(поз.11)} + P_{р.ж.д.(поз.10)}) * K_{у.ж.д.} + P_{р.ул.мп1} + P_{р.вк.мп1} \quad (26)$$

$$Q_{р.мп1} = ((P_{р.кв} * tg \varphi_{кв} + 0,9 * P_{р.л} * tg \varphi_{л})_{(ж.д.поз. 9)} + (P_{р.кв} * tg \varphi_{кв} + 0,9 * P_{р.л} * tg \varphi_{л})_{(ж.д.поз. 11)} + (P_{р.кв} * tg \varphi_{кв} + 0,9 * P_{р.л} * tg \varphi_{л})_{(ж.д.поз. 10)}) * K_{у.ж.д.} + P_{р.ул.мп1} * tg \varphi + P_{р.вк.мп1} * tg \varphi \quad (27)$$

где $P_{p.ул.мн1}$, $P_{p.вк.мн1}$ - расчетные активные нагрузки освещения улиц (улиц магистрального и местного значения) и внутриквартальных территорий соответственно, запитываемых от ТП-1, кВт.

На основании формул (26) (27) получим:

$$P_{p.мн1} = (376.72 + 335.999 + 222.215) * 0.9 + 4.375 + 4.05 = 921.138 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.мн1} = ((333 * 0.2 + 0.9 * 33.12 * 1.17) + (300.48 * 0.2 + 0.9 * 26.45 * 1.17) + (192.36 * 0.2 + 0.9 * 22.425 * 1.17)) * 0.9 + 4.375 * 0.65 + 4.05 * 0.65 = 246.837 \text{ (кВАр)}$$

Полная мощность ТП-1 равна:

$$S_{p.ТП1} = \sqrt{921,138^2 + 246,837^2} = 953,637 \text{ (кВА)}$$

Загруженность каждой ТП в нормальном рабочем режиме определяется коэффициентом загрузки по формуле (23):

$$K_3^H = \frac{953,637}{630 * 2} = 0,7$$

$$0,6 < 0,7 < 0,9$$

Перегрузка каждой ТП определяется коэффициентом перегрузки, который вычисляется при выходе из строя одного из двух трансформаторов.

По формуле (24) получим:

$$K_3^{n.ав.} = \frac{953,637}{630 * (2 - 1)} = 1,52$$

На основании выражения (25) для ТП-1 получим:

$$1,5 > 1,52$$

т.е. трансформаторы в послеаварийном режиме будут перегружены что не допустимо.

Таблица 10 - Расчет электрических нагрузок трансформаторных подстанций 2*630 кВА.

№ ТП	$P_p * K_y$, кВт	$Q_p * K_y$, кВАр	$S_{p.t.n.}$
1	921.138	246.837	953.637
2	864.689	276.475	907.814
3	896.198	238.462	927.381
4	972.71	258.372	1006
5	765.365	196.967	790.303
6	987.094	254.074	1019

Таблица 11 - Значения коэффициентов загрузки трансформаторных подстанций в нормальном и послеаварийном режимах.

Номер ТП	Коэффициент загрузки в нормальном режиме работы: $K_{ав}$	Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме работы: $K_{п. ав.}$	Условие проверки по послеаварийному режиму работы
1	0,7	1,52	Не выполняется
2	0,7	1,44	выполняется
3	0,7	1,4	выполняется
4	0,8	1,59	Не выполняется
5	0,62	1,25	выполняется
6	0,8	1,6	Не выполняется

По результатам расчетов видно что три ТП из шести не удовлетворяют условиям выбора, ТП-1, ТП-4 ,ТП-6 в послеаварийном режиме будут перегружены что не допустимо. Следует так же заметить, что при работе ТП-5 с полученным коэффициентом загрузки возникают большие потери, что экономически не выгодно.

Применение шести ТП, три из которых мощностью 2*630 кВА, а другие три 2*1000 кВА, экономически и технически не выгодно в связи с большими затратами на прокладку кабелей и строительства дополнительных подстанций.

Следовательно, мощность трансформаторов ТП необходимо увеличить с 630 кВА до 1000 кВА с учетом дальнейшего развития микрорайона, т.е. предполагается изменения нагрузок этой части микрорайона в сторону увеличения.

Окончательно принимаем к установке на территории микрорайона четыре двухтрансформаторные ТП мощностью 2*1000 кВА.

3.2 Определение центра электрических нагрузок

Одним из условий построения экономичной системы электроснабжения, то есть системы с малой стоимостью и малыми потерями электроэнергии в данной системе, является правильный выбор местоположения трансформаторных подстанций. Расположение трансформаторных подстанций в питающемся от них районе экономически целесообразно в центре электрических нагрузок, но с учетом условий планировки жилых кварталов. Расположение трансформаторных подстанций должно соответствовать градостроительным и архитектурным соображениям и требованиям пожарной безопасности.

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

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

$$X_{ТП} = \frac{\sum_1^n P_{p.i} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{p.i}}, (28)$$

$$Y_{ТП} = \frac{\sum_1^n P_{p.i} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{p.i}}, (29)$$

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

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

n - число объектов питающихся от данной ТП.

Определение места расположения трансформаторной подстанции покажем на примере ТП1.

По формулам (28) и(29) получим:

$$X_{ТП} = \frac{419 * 2.5 + 65.96 * 4.5 + 376.724 * 7.4 + 229.688 * 2.5 + 223.092 * 4.7 + 154.816 * 9.7}{419 + 65.96 + 376.724 + 229.688 + 223.092 + 154.816} = 4.939(см)$$

$$Y_{ТП} = \frac{419 * 16 + 65.96 * 16 + 376.724 * 17.5 + 229.688 * 12 + 223.092 * 13 + 154.816 * 17.4}{419 + 65.96 + 376.724 + 229.688 + 223.092 + 154.816} = 15.451(см)$$

Для определения центров электрических нагрузок ТП составим следующую таблицу. Координаты центров нагрузок отдельных электроприемников определим по рис. 3

Таблица 12 - Определение месторасположения трансформаторных подстанций.

№ поз.	Расчетная активная нагрузка объекта кВт	Координаты электрических нагрузок	
		X _i м	Y _i м
1	419	250	160
2	376,724	740	1750
3	154,816	970	1740
4	98,661	100	160
5	327,327	130	1650
6	229,688	250	120
7	223,092	470	130
8	419	1350	120
9	376,72	150	1340
10	222,215	880	300
11	335,999	850	1105
12	687,887	550	450
13	154,816	980	270
14	291,308	155	80
15	461,87	105	40
16	461,87	140	470
17	223,092	1150	203
18	194,16	1000	470
19	294,186	130	950
20	65,96	450	160

Трансформаторные подстанции могут быть установлены по полученным координатам только в том случае, если их расположение соответствует градостроительным и архитектурным соображениям, требованиям пожарной безопасности и удобству проезда транспортных средств. В соответствии с этими требованиями местоположение трансформаторных подстанций, координаты которых по расчетным данным получились на территории проезжей части и жилых домов №5 и №4 соответственно, переносим на расстояния не менее 10 м от границы жилых объектов.

Таблица 13 - Координаты расположения трансформаторных подстанций.

Номер ТП	Расчетные координаты места расположения ТП		Координаты места расположения ТП с учетом переноса	
	X _i	Y _i	X _i	Y _i
	м	м	м	м
ТП-1	493	1545	493	145
ТП-2	1392	1281	141	1281
ТП-3	806	676	806	676
ТП-4	1221	360	125	360

4 ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА

4.1 Выбор схемы питающих сетей среднего напряжения

Питающая сеть предназначена для питания распределительных пунктов. Поскольку питающая сеть обслуживает микрорайон, в котором есть электроприемник I категории, то должна быть выполнена с автоматическим вводом резервного питания.

Для питающей сети наиболее широко применяются схемы с параллельной работой питающих линий, имеющих селективную релейную защиту, и схемы с отдельной работой питающих линий с применением устройств для автоматического включения резерва.

Учитывая экономические и эксплуатационные показатели работы схемы питающей сети, рекомендуется во всех случаях, когда это позволяет мощность установленной в сети аппаратуры, отдавать предпочтение схеме с отдельной работой питающих линий с применением устройств для автоматического включения резерва.

В данном варианте параллельную работу питающих линий нельзя осуществить из-за того, что питающая сеть обслуживает электроприемник I категории (образовательная школа).

Достоинством схемы с АВР является возможность использования в схеме двух источников, что в отдельных случаях может оказаться существенным.

В соответствии с [1] питающую сеть 10 кВ рекомендуется выполнять по схеме представленной на рис. 6

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

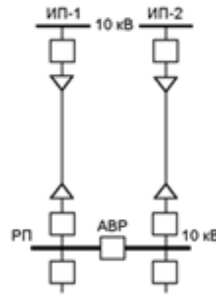


Рисунок 2 - Питание РП по двум линиям с отдельной работой этих линий.

Нагрузки питающих линий в нормальном режиме работы составляют не более 65...67.5 % допустимых по длительному нагреву кабелей. В аварийном режиме каждая линия покрывает всю нагрузку РП. Данная схема применяется для питания ЭП всех категорий, включая и первую.

4.1.1 Расчет капиталовложений оборудования

В капитальные вложения на оборудование входят: затраты на приобретение КТП, трансформаторов тока, трансформаторы напряжения, автоматические выключатели и предохранители, затраты на монтаж и наладку.

В стоимость КТП будет входить вся комплектация (КРУ, ТТ, ТН, АВ)

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строительно-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{обор\Sigma} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{смп} + K_{пр.} , \quad (28)$$

где $K_{КТП}$ – капиталовложения в КТП;

$K_{пред.}$ – капиталовложения в предохранители;

$K_{смп}$ – стоимость строительно-монтажных работ $K_{смп} = 35000$ руб., [14];

$K_{пр.}$ – прочие затраты, $K_{пр.} = 5000$ руб., [13].

$$K_{обор\Sigma} = 6 \cdot 457000 + 7 \cdot 140000 + 960000 + 18 \cdot 430 + 35000 + 5000 + = 4729740 \text{ руб}$$

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле (28):

$$K_{\Sigma} = 4587000 + 1456980 = 5987230 \text{ руб}$$

4.1.2 Расчет эксплуатационных затрат

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_a = \frac{K_{\Sigma}}{T_{ст}} = \frac{5987230}{20} = 299361 \text{ руб.};$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.Л} + I_{P.O.ОБ} = \alpha_{P.O.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{P.O.ОБ} \cdot K_{ОБ} , \quad (29)$$

где $\alpha_{P.O.Л} = 0,004$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ, [14].

$\alpha_{P.O.ОБ} = 0,037$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП и оборудования, [14].

$$I_{P.O.} = 0,004 \cdot 32954000 + 0,037 \cdot 4729740 = 306816 \text{ руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии в схеме электроснабжения вычисляется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} , \quad (30)$$

где $\Delta W = 178566 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,064 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Delta W} = 178566 \cdot 0,064 = 11428 \text{ руб}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} = 281587 + 132672 + 9321 = 423580 \text{ руб}$$

4.1.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I , \quad (31)$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,0825$);

$$Z = 0,0825 \cdot 6544789 + 584327 = 1123272 \text{ руб.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (32)$$

где W – полезный расход электроэнергии (кВт·ч).

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{\text{ср.год.}} \cdot T_{\Gamma}, \quad (33)$$

где $\Sigma P_{\text{ср.год.}}$ - среднегодовая потребленная электроэнергия, кВт;

$$W = 6947 \cdot 5000 = 34,74 \cdot 10^6 \text{ кВт·ч}$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_w = W \cdot 1 = 34735000 \cdot 1 = 34735000 \text{ руб} \quad (34)$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

$$C = \frac{357745,21}{34,74 \cdot 10^6} = 0,013 \text{ руб./кВт·ч}$$

4.1.4 Техничко-экономические показатели проекта

Все технико-экономические показатели заносятся в таблицу 14 и таблицу 15.

Таблица 14 – Техничко-экономические показатели варианта №1

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Установленное значение
Расчетная мощность всех ТП	$P_{\text{расчТП}}$	кВт	8456
Расчетная мощность всех домов	$P_{\text{расчВРУ}}$	кВт	8745,17

Полная мощность РП	$S_{расчРП}$	кВА	3478,44/2357,47
Напряжение сети	$U_{ном}$	кВ	10/0,4
Количество КТП	2КТПБ		4
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
	$\operatorname{tg}\varphi$	о.е.	0,6
Конструктивное выполнение ТП	Трансформатор – кабель - ВРУ 0,4 кВ		
Капиталовложения в проект	К	руб.	4568711
Потери электроэнергии за год	ΔW	кВт·ч.	234899,24
Удельная стоимость потерь электроэнергии	$C_{потерь}$	руб/кВт·ч	0,01
Себестоимость распределения электроэнергии	С	руб/кВт·ч	0,013
Приведенные затраты	З	руб/год	845127

Таблица 15 – Техничко-экономические показатели варианта №2

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Установленное значение
Расчетная мощность всех ТП	$P_{расчТП}$	кВт	8456
Расчетная мощность всех домов	$P_{расчВРУ}$	кВт	8745,17
Полная мощность РП	$S_{расчРП}$	кВА	3478,44/2357,47
Напряжение сети	$U_{ном}$	кВ	10/0,4
Количество КТП	2КТПБ		4
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
	$\operatorname{tg}\varphi$	о.е.	0,6
Конструктивное выполнение ТП	Трансформатор – кабель - ВРУ 0,4 кВ		
Капиталовложения в проект	К	руб.	564878

Потери электроэнергии за год	ΔW	кВт·ч.	323566,54
Удельная стоимость потерь электроэнергии	$C_{\text{потерь}}$	руб/кВт·ч	0,01
Себестоимость распределения электроэнергии	C	руб/кВт·ч	0,016
Приведенные затраты	Z	руб/год	954123

Исходя из расчетов, выбираем первый вариант схемы.

.2 Выбор схемы распределительной сети низкого напряжения

Построение городской электрической сети по условиям обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей энергией надлежащего качества, как правило, выполняется применительно к основной массе электроприемников рассматриваемого района города. При наличии отдельных электроприемников более высокой категории этот принцип построения сетей дополняется необходимыми мерами по созданию требуемой надежности электроснабжения этих электроприемников.

Для выбора распределительной сети напряжением 0.38 кВ необходимо учесть требования, предъявляемые к электроснабжению приемников электроэнергии согласно их категории по надежности электроснабжения п.1.2.18-1.2.20 [1].

Ввиду этих требований и в соответствии с выбранной петлевой схемой распределительной сети среднего напряжения (10 кВ) для 0.38 кВ можно применить два варианта схем:

1-петлевая схема с присоединением линий к одной ТП;

2-двухлучевая схема одностороннего питания.

Для сравнения этих вариантов были произведены расчеты, на основании которых сделаны следующие выводы:

1) В петлевой схеме практически всегда бывают значительные перетоки мощности, что ведет к повышенным ее потерям, а это не допустимо с экономической точки зрения;

2) Сечение кабельных линий в петлевой схеме практически всегда выше сечений кабельных линий двухлучевой схемы, т.к. в послеаварийном режиме всю мощность должен будет пропустить один кабель, т.е. опять получаем, что экономические затраты выше;

3) В петлевой схеме очень сложно обеспечить требуемый уровень напряжения у самого удаленного от ТП потребителя как в нормальном так и в послеаварийном режиме, а если и удастся это сделать, то значение напряжения на шинах ТП будет слишком завышено (может не уложиться в 5%-й запас);

С учетом всего изложенного принимаем двухлучевую распределительную сеть низкого напряжения для потребителей микрорайона I и II категории по двум кабелям. А для потребителей III категории питание осуществляется по радиальной сети низкого напряжения или шлейфом от вводно-распределительного устройства (ВРУ) соседнего объекта II или III категории по одному кабелю. Вводно-распределительные устройства служат для подачи электроэнергии в жилые дома и общественные здания, и содержат: силовой щит, к которому присоединяют лифтовые установки; и щит бытовой и осветительной нагрузки.

Схемы распределительной сети напряжением 0.38 кВ показаны на рис.8

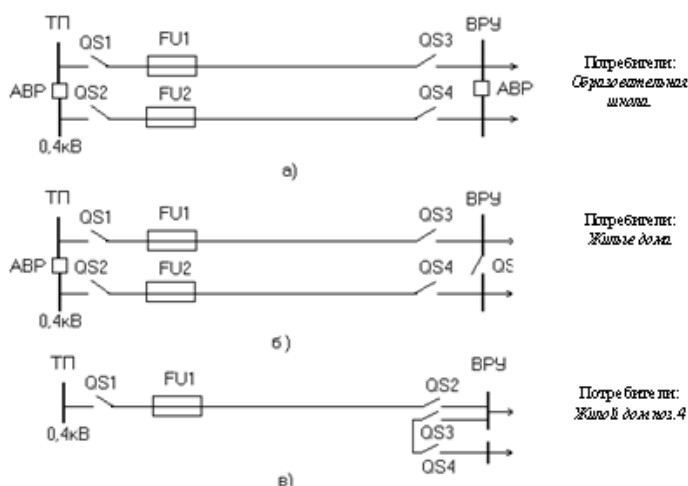


Рисунок 4. Схемы распределительной сети напряжением 0.38 кВ:

а) двухлучевая с АВР; б) двухлучевая без АВР; в) радиальная

5. Расчет распределительной сети высокого напряжения 10 кВ.

4.3 Расчет магистральной, однолучевой распределительной сети 10 кВ.

Минимальное сечение кабелей с алюминиевыми жилами в распределительных сетях 10 (6) кВ при прокладке их в траншеях рекомендуется принимать сечением не менее 70 мм².

Сечение кабелей по участкам линии следует принимать с учетом изменения нагрузки участков по длине.

Прежде чем приступить к выбору сечения кабельных линий, необходимо определить токораспределение в выбранной схеме электрической сети 10 кВ.

Расчет магистральной, однолучевой распределительной сети 10 кВ.

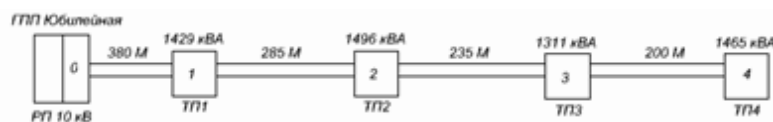


Рисунок 5. Схема магистральной, однолучевой распределительной сети 10 кВ.

Определяются потоки мощности по участкам.

$$S_{01} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 = 1429 + 1496 + 1311 + 1465 = 5701 \text{ кВА}$$

$$S_{12} = S_2 + S_3 + S_4 = 1496 + 1311 + 1465 = 4272 \text{ кВА}$$

$$S_{23} = S_3 + S_4 = 2776 \text{ кВА}$$

$$S_{34} = S_4 = 1465 \text{ кВА}$$

Определяем ток на каждом участке сети 10 кВ:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} * U_H},$$

$$I_{01} = \frac{5701}{\sqrt{3} * 10} = 329.147 \text{ A} \quad I_{12} = \frac{4272}{\sqrt{3} * 10} = 246.644 \text{ A}$$

$$I_{23} = \frac{2776}{\sqrt{3} * 10} = 160.272 \text{ A} \quad I_{34} = \frac{1465}{\sqrt{3} * 10} = 84.582 \text{ A}$$

Предварительный выбор сечения кабельной линии 10 кВ

Определяем сечение кабеля по допустимому нагреву.

Так как в траншее будет проложено по два кабеля необходимо пересчитать допустимый ток с учетом коэффициента учитывающего количество кабелей проложенных в траншее.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} * K_2$$

Где: $K_2 = 0.93$ поправочный коэффициент учитывающего количество кабелей проложенных в траншее.

Выбираем кабель марки ААБ.

$I_{\text{доп } 01} = 329.147 * 0.93 = 306.10 \text{ A}$ выбираем сечение 185 мм^2 $I_{\text{доп}} = 310 \text{ A}$

$I_{\text{доп } 12} = 246.644 * 0.93 = 229.37 \text{ A}$ выбираем сечение 120 мм^2 $I_{\text{доп}} = 240 \text{ A}$

$I_{\text{доп } 23} = 160.272 * 0.93 = 149.05 \text{ A}$ выбираем сечение 70 мм^2 $I_{\text{доп}} = 165 \text{ A}$

$I_{\text{доп } 34} = 84.582 * 0.93 = 78.66 \text{ A}$ выбираем сечение 70 мм^2 $I_{\text{доп}} = 165 \text{ A}$

Определяем сечение кабеля по экономической плотности тока.

По определенному току рассчитывается экономическая плотность тока и принимается стандартное большее сечение кабеля. Марка кабеля – ААБ, стандартное сечение кабеля 35-240 мм² /11/.

$$F_{01}=191.3 \text{ мм}^2; F_{ст.01}=240 \text{ мм}^2; I_{доп}=355 \text{ А}$$

$$F_{12}=143.3 \text{ мм}^2; F_{ст.12}=150 \text{ мм}^2; I_{доп}=275 \text{ А}$$

$$F_{23}=93.1 \text{ мм}^2; F_{ст.23}=95 \text{ мм}^2; I_{доп}=205 \text{ А}$$

$$F_{34}=49.1 \text{ мм}^2; F_{ст.34}=50 \text{ мм}^2; I_{доп}=140 \text{ А}$$

Расчет в аварийном режиме производится при обрыве из цепи двухцепной линии. Результаты расчетов снесены в таблицу 12.

Таблица 16 - Расчет в аварийном режиме при обрыве двухцепной линии.

Обрыв участка	S _{уч} ,кВА	I _{уч.ав} , А	F _{уч ав} , мм ²	F _{ст.уч} , мм ²	I _{доп} , А	I _{уч.норм} ,А
0-1	5701	153.05	95.65	185	310	306.10
1-2	4272	114.68	71.67	120	240	229.37
2-3	2776	74.52	46.57	70	165	149.05
3-4	1465	39.33	24.58	70	165	78.66

5 РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ.

Для проверки кабеля на термическую устойчивость к действию токов короткого замыкания необходимо производится расчет токов короткого замыкания.

При расчете токов КЗ принимаем, что на шинах 110 кВ трансформатора ПГВ мощность короткого замыкания $S_{кз} = 3200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Составляется схема замещения сети (рисунок 10).



Рисунок 6. Схема замещения сети.

Рассчитаем токи КЗ на шинах 10 кВ подстанции и в начале каждой КЛ.

Принимаем: $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$, $U_{\text{нл}} = 10,5 \text{ кВ}$, $E_c = 1$.

$$I_{\text{нл}} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нл}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Рассчитаем сопротивление каждого из элементов сети в относительных единицах. Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{к.з.}}} = \frac{100}{3200} = 0,03;$$

Сопротивление тр-ра ГПП:

$$X_m = \frac{u_{k\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 32} = 0,328;$$

$$r_T = \Delta P_\kappa \cdot \frac{S_\delta}{S_H^2} = \frac{0,145 \cdot 100}{32^2} = 0,0141$$

$$\frac{X_T}{3} = \frac{0,328}{3} = 0,109 > 0,0141$$

т.е. r_T можем не учитывать в расчётах.

Таблица 17 – Параметры кабельных линий магистральной сети.

Линия	L_i , м	r_{0i} , Ом/км	x_{0i} , Ом/км	R_i , Ом	X_i , Ом	R_i , о.е.	X_i , о.е.
0-1	380	0,167	0,077	0,06346	0,02926	0.058	0.027
1-2	285	0,258	0,081	0,07353	0,023085	0.067	0.021
2-3	235	0,443	0,086	0,104105	0,02021	0.094	0.018
3-4	200	0,89	0,095	0,178	0,019	0.161	0.017

Сопротивления кабельных линий:

$$x_{0-1} = X_0 \cdot l_{A-7} \frac{S_\delta}{U_{\delta I}^2} = \frac{0,077 \cdot 0,380 \cdot 100}{10,5^2} = 0,027;$$

$$r_{0-1} = R_0 \cdot l_{A-7} \frac{S_\delta}{U_{\delta I}^2} = \frac{0,167 \cdot 0,380 \cdot 100}{10,5^2} = 0,058;$$

Определим токи КЗ в точках К1, К2, К3, К4.

$$I_{K1} = \frac{E_c}{x_c + x_m} \cdot I_{\delta I} = \frac{1}{0,03 + 0,328} \cdot 5,5 = 15,36 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = \frac{E_c}{\sqrt{(r_{0-1} + r_{1-2})^2 + (x_c + x_m + x_{0-1} + x_{1-2})^2}} \cdot I_{\delta I} =$$

$$= \frac{5,5}{\sqrt{(0,058 + 0,067)^2 + (0,03 + 0,328 + 0,027 + 0,021)^2}} = 12,947 \text{ кА}$$

$$I_{K3} = \frac{E_c}{\sqrt{(r_{0-1} + r_{1-2} + r_{2-3})^2 + (x_c + x_m + x_{0-1} + x_{1-2} + x_{2-3})^2}} \cdot I_{\delta I} =$$

$$= \frac{5,5}{\sqrt{(0,058 + 0,067 + 0,094)^2 + (0,03 + 0,328 + 0,027 + 0,021 + 0,018)^2}} = 11.525 \text{ кА}$$

$$I_{K4} = \frac{E_c}{\sqrt{(r_{0-1} + r_{1-2} + r_{2-3} + r_{3-4})^2 + (x_c + x_m + x_{0-1} + x_{1-2} + x_{2-3} + x_{3-4})^2}} \cdot I_{\delta I} =$$

$$= \frac{5,5}{\sqrt{(0,058 + 0,067 + 0,094 + 0,161)^2 + (0,03 + 0,328 + 0,027 + 0,021 + 0,018 + 0,017)^2}} = 9.448 \text{ кА}$$

Таблица 18 – Расчет токов короткого замыкания

Линия	r_i , о.е.	x_i , о.е.	Точка	$I_{кзi}$, кА
0-1	0.058	0.027	К1	15.36
1-2	0.067	0.021	К2	12.947
2-3	0.094	0.018	К3	11.525
3-4	0.161	0.017	К4	9.448

Находим ударный ток в точках КЗ К1, К2, К3, К4.

Ударный ток короткого замыкания в точке К₁:

$$i_{y(\kappa 1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K(\kappa 1)}^{(3)} = 1.001 \cdot \sqrt{2} \cdot 15.36 = 21.744 \text{ кА},$$

где: $k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{1.483 \cdot 10^{-3}}} = 1.001$ – ударный коэффициент,

$$Ta = \frac{x_{\sigma^* \sum (\kappa 1)}}{314 \cdot r_{\sigma^* \sum (\kappa 1)}} = \frac{0,027}{314 \cdot 0,058} = 1.483 \cdot 10^{-3} \text{ – постоянная времени затухания}$$

апериодической составляющей.

Для остальных точек расчет аналогичен и сводится в таблицу.

Таблица 19 - Расчет токов короткого замыкания.

Точка расчета.	Ударный ток кА.
К1	21.744
К2	18.31
К3	16.299
К4	13.361

Проверка кабелей на термическую стойкость токам короткого замыкания
 Выбранные кабели требуется проверить на термическую стойкость.
 Степень термического воздействия тока КЗ на проводники и электрические аппараты определяется по значению токов КЗ (в тех случаях, когда $t_k \geq 3T_{a_{ЭК}}$).

$$W_k = I_{пс}^2 (t_k + T_{a_{ЭК}})$$

где $I_{пс}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника энергии (системы), А;

$T_{a_{ЭК}}$ - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника, принимается равной 0,05 с;

t_k - расчетная продолжительность тока КЗ, с.

$t_k = t_{в\ откл} + t_3$

где $t_{в\ откл}$ - полное время отключения выключателя, с;

t_3 - время действия релейной защиты, с.

Принимаем $t_k = 0,2$ с.

Проверка: $0,2 > 3 \cdot 0,05$, $0,2 > 0,15$.

Определим значения токов КЗ в точках К1 и К2:

$$W_{K1} = 15.36^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 58.982 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$W_{K2} = 12.947^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 41.906 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Значения токов КЗ в остальных точках представлены в таблице 15.

Таблица 20 – Значения токов КЗ.

Точка	$I_{кзi}$, кА	Линия	F_i , мм ²	$B_{ки}$, кА ² ·с
К1	15,36	0-1	185	58,98
К2	12.947	1-2	120	41.906
К3	11.525	2-3	70	33.206
К4	9.448	3-4	70	22.316

Кабель обладает достаточной термической стойкостью, если его конечная температура нагрева $\vartheta_{кн}$ током КЗ не превышает допустимую $\vartheta_{доп}$, т.е. выполняется условие

$$\vartheta_{кн} \leq \vartheta_{доп},$$

где $\vartheta_{доп} = 150^\circ\text{C}$ для алюминиевых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ.

Конечная температура нагрева $\vartheta_{кн}$ определяется по кривой зависимости этой температуры от функции A_{ϑ} , $\text{A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$, которая рассчитывается следующим образом

$$A_{\vartheta_{кн}} = A_{\vartheta_{н}} + \frac{B_{к}}{s^2},$$

где s - сечение жилы кабеля, мм²;

$B_{к}$ - интеграл Джоуля, $\text{A}^2 \cdot \text{с}$;

$A_{\vartheta_{н}}$ - значение функции A_{ϑ} , соответствующее начальной температуре нагрева кабеля, $\text{A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$.

При отсутствии данных о предшествующей нагрузке кабеля его начальную температуру принимают равной допустимой температуре

продолжительного режима. Для кабелей с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ $\vartheta_{\text{н}} = 60^{\circ}\text{C}$. Этой температуре соответствует $A_{\vartheta_{\text{н}}} = 0,4 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c}/\text{мм}^4$.

1. Участок 0-1: сечение 185 мм^2 , ток КЗ (т.К1) – $58.98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$A_{\vartheta_{\text{кн}}} = 0,4 \cdot 10^4 + \frac{58.98 \cdot 10^6}{185^2} = 0,572 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c}/\text{мм}^4,$$

Этому значению соответствует $\vartheta_{\text{кн}} = 90^{\circ} < 150^{\circ}\text{C}$.

2. Участок 1-2: сечение 120 мм^2 , ток КЗ (т. К2) – $41.906 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$A_{\vartheta_{\text{кн}}} = 0,4 \cdot 10^4 + \frac{41.906 \cdot 10^6}{120^2} = 0,691 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c}/\text{мм}^4,$$

Этому значению соответствует $\vartheta_{\text{кн}} = 105^{\circ} < 150^{\circ}\text{C}$.

3. Участок 2-3: сечение 70 мм^2 , ток КЗ (т.К3) – $33.206 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$A_{\vartheta_{\text{кн}}} = 0,4 \cdot 10^4 + \frac{33.206 \cdot 10^6}{70^2} = 1,078 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c}/\text{мм}^4,$$

Этому значению соответствует $\vartheta_{\text{кн}} = 170^{\circ} < 150^{\circ}\text{C}$.

Значит увеличиваем сечение кабеля на одну ступень и повторяем проверку.

$$A_{\vartheta_{\text{кн}}} = 0,4 \cdot 10^4 + \frac{33.206 \cdot 10^6}{95^2} = 0,768 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c}/\text{мм}^4,$$

Этому значению соответствует $\vartheta_{\text{кн}} = 145^{\circ} < 150^{\circ}\text{C}$.

4. Участок 3-4: сечение 35 мм^2 , ток КЗ (т.К4) – $22.316 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$A_{\vartheta_{\text{кн}}} = 0,4 \cdot 10^4 + \frac{22.316 \cdot 10^6}{70^2} = 0,855 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c}/\text{мм}^4,$$

Этому значению соответствует $\vartheta_{\text{ки}} = 150^\circ < 200^\circ \text{С}$.

Таким образом, данная проверка подтверждает правильность выбора кабелей.

5.2 Проверка кабелей по допустимому отклонению напряжения

Выбранные сечения кабелей должны быть проверены по допустимому отклонению напряжения в нормальном и послеаварийном режимах. Согласно ГОСТ 13109-97 нормально допустимые значения отклонений напряжения на зажимах ЭП составляют $\pm 5\%$, а предельно допустимые $\pm 10\%$. Указанные значения отклонений напряжения на зажимах потребителей 0,4 кВ будут обеспечиваться в том случае, если в распределительной сети 10 кВ расчетное значение потерь напряжения будет находиться в пределах максимальной располагаемой потери напряжения. На стадии проектирования принимается усредненное значение расчетных потерь напряжения, которое для сети 10 кВ составляет около 6 % в нормальном режиме.

Расчет потерь напряжения на участке сети в процентах производится по следующей формуле

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{10 \cdot U_{\text{ном}}^2},$$

где P - активная мощность участка сети, кВт;

Q - реактивная мощность участка сети, квар;

r, x - активное и реактивное сопротивления участка, Ом;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, кВ.

Полученное значение потерь $\Delta U_{\text{факт}}$ сравнивается с допустимым (располагаемым) значением $\Delta U_{\text{доп}}$ (6 %). При этом должно соблюдаться соотношение

$$\Delta U_{\text{факт}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$$

$$U_{\text{факт}} = \frac{1374 \cdot 0.0689 + 391.462 \cdot 0.0216}{10 \cdot 10^2} = 0.103$$

Полученные значения потерь напряжения были сведены в таблицу 16.

Таблица 21 – Проверка по допустимому отклонению напряжения

Линия	F _{стi} , мм ²	R _i , Ом	X _i , Ом	P _i , кВт	Q _i , квар	Δ U, %	P _i , кВт	Q _i , квар	Δ U, %
				Послеаварийный режим			Нормальный режим		
0-1	185	0,0689	0,0216	1374	391.462	0.103	687	195.731	0.05
1-2	120	0,1059	0,0205	1445	389	0.161	722	194.5	0.08
2-3	95	0,1134	0,0220	1259	365.034	0.151	629	182.5	0.07
3-4	70	0,0443	0,0086	1420	361	1.938	710	180.5	0.9

Так как расчётные значения потерь напряжения не превышают допустимые, то сечения кабелей были выбраны правильно.

Выбор электрооборудования для электроустановок высокого напряжения 10 кВ. Для установки в ТП выбираем камеры типа КСО. Камеры КСО 300 серии предназначены для установки в трансформаторные подстанции наружного исполнения. Камеры комплектуются выключателями нагрузки, разъединителями, заземляющими устройствами, предохранителями, измерительными трансформаторами тока и напряжения и другими электротехническими аппаратами высокого напряжения.

Выбор камер КСО-366 ВВ на примере ТП-1.

1) по номинальному напряжению установки:

$$U_{\text{н}} \geq U_{\text{раб}}; U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{раб}} = 10 \text{ кВ};$$

2) по номинальному току:

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{раб}}; I_{\text{н}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{раб}} = 329.147 \text{ А};$$

3) по электродинамической стойкости:

$$i_{\max} \geq I_{\text{уд}} ; i_{\max} = 25 \text{ кА} \geq I_{\text{уд}} = 21.744$$

5.3 Выбор вакуумных выключателей.

Выбранные ячейки КСО-366 комплектуются вакуумными выключателями.

В качестве выключателя применим вакуумный выключатель фирмы "Таврида электрик" ВВ/ TEL-10-20-630. Вакуумные выключатели ВВ/TEL предназначены для эксплуатации в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц номинальным напряжением до 10 кВ с изолированной и компенсированной нейтралью в нормальных и аварийных режимах. Вакуумные выключатели ВВ/TEL применяются в ячейках КРУ внутренней и наружной установки, а также в камерах КСО, как при новом строительстве, так и при замене выключателей прежних лет выпуска.

Таблица 22 - Условия выбора и проверки выключателей нагрузки ВВ/TEL-10-12.5-630-У2

Паспортные данные выключателя	ВВ/TEL-10-20-630	Условия выбора и проверки	Проверка
Номинальное напряжение	10	$U_n \geq U_{\text{раб}}$	$10 \geq 10$
Номинальный ток	630	$I \geq I_{\text{н.т.}}$	$630 \geq 329,147$
Ток электродинамической устойчивости	51	$I_{\text{вых}} \geq I_{\text{уд}}$	$51 \geq 21,744$
По термической устойчивости. 4с. кА	20	$I^2 * t \geq I^2 * t$	$20 * 4 \geq 15 * 36$
По предельно отключаемому току	20	$I_{\text{отк}} \geq I_k$	$20 \geq 15,36$

5.4 Выбор шинного линейного разъединителя

Разъединители выбирают по номинальному току и напряжению и конструктивному исполнению с проверкой на динамическую и термическую стойкость.

Таблица 23 - Условия выбора и проверки разъединителя РЛНД 1 -10/400

У1

Паспортные данные выключателя	ВВ/TEL-10-20-630	Условия выбора и проверки	Проверка
Номинальное напряжение	10	$U_n \geq U_{раб}$	$10 \geq 10$
Номинальный ток	400	$I_n \geq I_{нф.}$	$630 \geq 329,147$
Ток электродинамической устойчивости	25	$I_{вых} \geq I_{уд}$	$25 \geq 21,744$
По термической устойчивости. 4с. кА	10	$I^{2*t} \geq I^{2*t}$	$10*4 \geq 15*36$

5.5 Выбор предохранителей.

Для защиты силовых трансформаторов выбираем предохранители для ТП с кварцевым наполнителем серии ПКТ - 103.

Условия выбора и проверки предохранителей на примере ТП-1.

Таблица 24 – Условия выбора и проверки предохранителей

Паспортные данные	ПТ1.3-10 серия	Условия выбора	проверка
По номинальному напряжению.	10	$U_n \geq U_{раб}$	$10 \geq 10$
По номинальному току. А	50	$I_n \geq I_{раб}$	$50 > 41.5$
По предельно отключаемому току. кА	31.5	$I_{отк} \geq I_k$	$31.5 > 15.36$

Для остальных ТП выбор оборудования аналогичен и сводится в таблицу.

Таблица 25 – Выбор оборудования

№ ТП	Тип ячеек.	Тип выключателей.	Тип разъединителей.	Тип предохранителей
ТП-1	КСО-366 ВВ	ВВ/ TEL-10-20-630.	РЛНД 1- 10/400 У1.	ПТ1.3-10
ТП-2	КСО-366 ВВ	ВВ/ TEL-10-20-630.	РЛНД 1-10/400 У1.	ПТ1.3-10
ТП-3	КСО-366 ВВ	ВВ/ TEL-10-12.5-630.	РЛНД-1-10-200 У1	ПТ1.3-20
ТП-4	КСО-366 ВВ	ВВ/ TEL-10-12.5-630.	РЛНД-1-10-200 У1	ПТ1.2-10

6 РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

6.1 Расчет распределительных сетей низкого напряжения 0.4 кВ.

Расчет распределительных сетей низкого напряжения заключается в определении тока протекающего по кабелю в нормальном и послеаварийном режиме, определение сечения кабельной линии, выборе аппаратов защиты, с последующей проверкой надежности их срабатывания при однофазном коротком замыкании, и проверкой на предельную отключающую способность при трехфазном коротком замыкании.

Сечения проводов и кабелей должны выбираться по длительно допустимому току в нормальном и послеаварийном режимах и допустимым отклонениям напряжения. При проверке кабельных линий по длительно допустимому току нагрева необходимо учитывать поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле; на фактическую температуру окружающей среды; тепловое сопротивление грунта и на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме.

Покажем выбор поправочных коэффициентов на примере кабельной линии состоящей из двух кабелей, питающей ВРУ образовательной школы (объект 10).

Поправочный коэффициент (K_1^H), учитывающий количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле в нормальном режиме работы, принимается по табл.1.3.26.[1] для расстояния между кабелями в свету $a=100$ мм: $K_1^H=0,9$ (два кабеля);

Коэффициент ($K_1^{n.ав}$), учитывающий количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле в послеаварийном режиме работы (обрыв одного кабеля рассматриваемой линии), принимается по табл.1.3.26.[1] для расстояния между кабелями в свету $a=100$ мм: $K_1^{n.ав}=1,0$ (один кабель). Поправочный коэффициент (K_2) для приведенного теплового сопротивления $R_{грунта}=80$

см·К/Вт и песчано-глинистой почвы с влажностью (12-14)% по табл.1.3.23.[1] равен $K_2=1,0$

Так как для данной территории нагрузка максимальна в осенне-зимний период, то температура земли на глубине прокладки кабеля равна $t=5^{\circ}\text{C}$ табл.1.3.3 [1]. Следовательно поправочный температурный коэффициент (для нормальной температуры при прокладке в земле $t=15^{\circ}\text{C}$) равен $K_3=1,08$.

Коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме (K_4) определяется по табл.1.3.2.[1], $K_4=1,25$.

Согласно ПУЭ при выборе поправочных коэффициентов вычисляется значение суммарного коэффициента:

для нормального режима:

$$K_{\text{общ.}}^{\text{н}} = K_{1.\text{н}} \cdot K_2 \cdot K_3, (30)$$

$$K_{\text{общ.}}^{\text{н}} = 0,9 \cdot 1,0 \cdot 1,08 = 0,972;$$

для послеаварийного режима:

$$K_{\text{общ.}}^{\text{п.ав}} = K_{1.\text{п.ав}} \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4, (31)$$

$$K_{\text{общ.}}^{\text{п.ав}} = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,08 \cdot 1,25 = 1,35$$

Поправочные коэффициенты для остальных объектов микрорайона приведены в таблице 22.

Таблица 26 - Поправочные коэффициенты для выбора сечений КЛ по длительно допустимому току нагрева для первого варианта сети

Уча- сток сети	Коэффи- циент учит. кол- во работ- ников в норм. ре- жиме	Коэффи- циент учит. Кол- во раб. Кабелей в ПАВ ре- жиме	Коэффи- циент учит со- прот. грунта	Поправоч- ный темпе- ратурный коэф-т	Коэф-т пере- грузки в ПАВ режиме	Суммар- ный по- правоч- ный коэф- т в нор- мальном режиме	Суммар- ный по- правоч- ный коэф- т в ПАВ режиме
	K_1^H	$K_1^{п.ав.}$	K_2	K_3	K_4	$K_{общ}^H$	$K_{общ}^{п.ав.}$
ТП1-1	0,9	1	1	1,08	1,25	0,824	1,35
ТП1-20	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП1-2	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП1-6	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП1-7	0,9	1	1	1,08	1,25	0,864	1,35
ТП1-3	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП2-4	0,8	---	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП2-5	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП2-9	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП2-8	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП2-14	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП3-10	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП3-11	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП3-19	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП3-12	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП4-15	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП4-16	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП4-13	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП4-17	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35
ТП4-18	0,9	1	1	1,08	1,25	0,972	1,35

Исходными данными для расчета сетей являются длина и нагрузка элементов сети. Длина участков может быть получена из генерального плана микрорайона. Нагрузка элементов сети определяется путем суммирования нагрузок потребителей с учетом графиков их нагрузок.

6.2 Определение расчетных токов и выбор сечений кабельных линий

В связи с тем, что основную часть потребителей в микрорайоне составляют электроприемники второй категории, то, согласно требований по надежности электроснабжения, они должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников питания. Поэтому кабельные линии, соединяющие электроприемники с трансформаторными подстанциями, выполняются двумя кабелями, присоединенными к разным сборным шинам 0.4 кВ трансформаторных подстанций.

Для выбора сечения кабельных линий необходимо знать значение тока в линии, как в нормальном, так и в послеаварийном режиме.

Покажем определение нормального и послеаварийного тока на примере линии ЛЗ, питающей ВРУ 10 и состоящей из двух кабелей

Мощность, передаваемая по каждому из кабелей в нормальном и послеаварийном режимах, определяется на основании расчетных схем, показанных на рис.7.

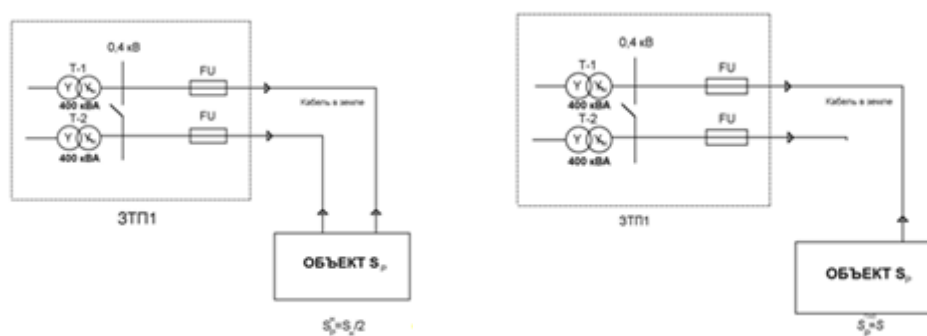


Рисунок 7 - Расчетная схема для определения мощностей на участках линий

а) нормальный режим, б) послеаварийный режим.

Расчетные токи будут определяться согласно расчетных схем показанных на рис.8.

Для примера рассмотрим определение расчетных токов на основании расчетной схемы для ТП1 (рис8.а).

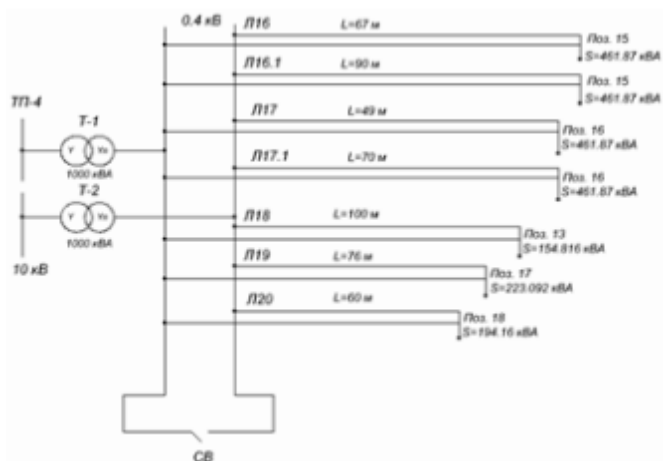
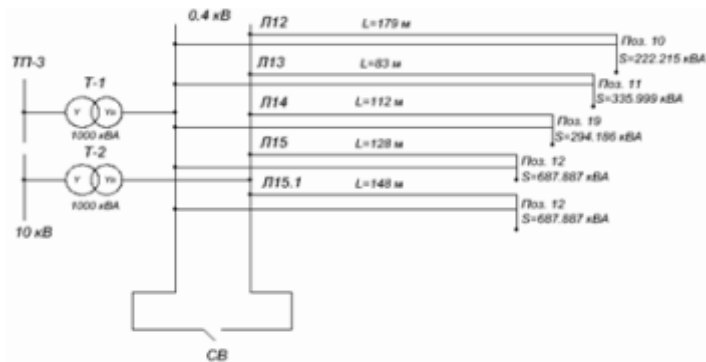
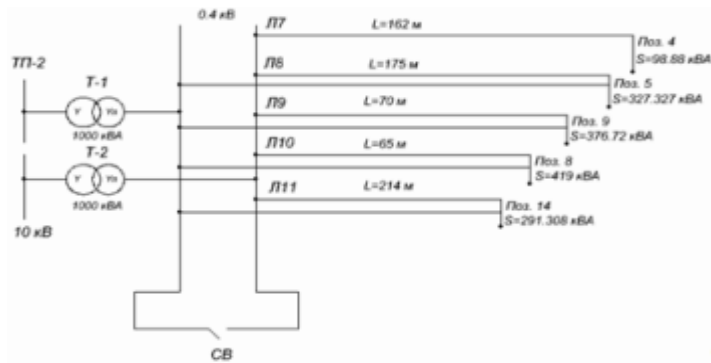
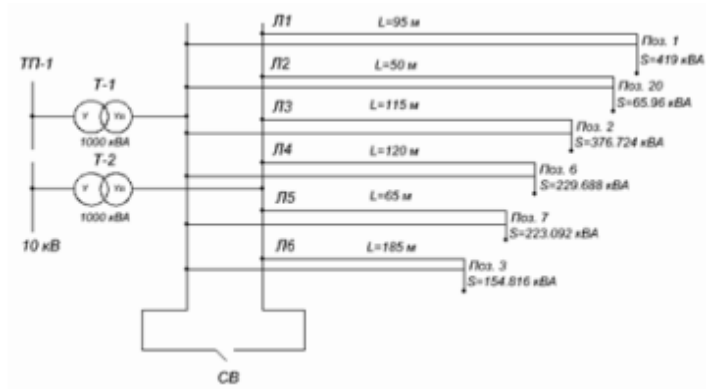


Рисунок 8. Расчетные схемы для определения токов в линиях: а) расчетная схема для ТП1; б) расчетная схема для ТП2; в) расчетная схема для ТП3; г) расчетная схема для ТП4.

Значение расчетного тока в нормальном режиме определяется по выражению:

$$I_{p.}^H = \frac{S_{p.}^H}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (35)$$

где $S_{p.}^H$ - полная расчетная мощность на участке сети в нормальном режиме, кВА;

U_H - номинальное напряжение сети, $U_H=0.38$ кВ.

Так как питание жилого дома (поз. 1) производится по двум кабелям, то расчетная мощность на участке сети в нормальном режиме определяется следующим образом:

$$S_p^H = \frac{S_{p.ж.д}}{2}, \quad (36)$$

где $S_{p.ж.д}$ - полная расчетная мощность жилого дома, согласно таблице 4, $S_{p.ж.д}=419$ кВА

$$S_{p.обр.ик}^H = \frac{419}{2} = 209.5 \text{ кВА}$$

По формуле (32):

$$I_p^H = \frac{209.5}{\sqrt{3} * 0,38} = 318.302 \text{ A}$$

В послеаварийном режиме (один кабель вышел из строя) расчетный ток может быть определен по формуле:

$$I_{p.}^{n.av} = \frac{0.9 \cdot S_{p.}^{n.av}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (37)$$

где 0.9 – поправочный коэффициент для взаиморезервируемых линий, взятый согласно п.2.3.3. [1].

$S_p^{n.av}$ - полная расчетная мощность на участке сети в послеаварийном режиме,

$$S_p^{n.av} = S_{p.ж.д}$$

$$I_p^{n.av} = \frac{0,9 * 419}{\sqrt{3} * 0,38} = 572.944 A.$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных линий питающих жилые дома и общественные здания.

Результаты расчетов приведены в таблице 23.

Таблица 27 - Определение расчетных токов на участках линий от ТП до ВРУ

Линия	Участок линии	Число кабелей в линии n	Полная расчетная нагрузка в норм.режиме.: S_p^H	Полная расчетная нагрузка в ПАВ режиме: $S_p^{пав}$	Расчетный ток одного кабеля: I_p^H	Расчетный ток кабеля в ПАВ: $I_p^{п.ав}$
		шт	кВА	кВА	А	А
ТП-1						
Л1	ТП1-1	2	209.5	377.1	318.302	572.944
Л2	ТП1-20	2	32.98	59.364	50.108	90.194
Л3	ТП1-2	2	188.362	339.052	286.186	515.136
Л4	ТП1-6	2	114.844	206.719	174.487	314.077
Л5	ТП1-7	2	111.546	200.783	164.477	305.058

Л6	ТП1-3	2	77.408	139.334	117.609	211.696
ТП-2						
Л7	ТП2-4	1	98.881	----	150.234	----
Л8	ТП2-5	2	163.663	294.594	248.66	447.589
Л9	ТП2-9	2	188.36	339.048	286.183	515.13
Л10	ТП2-8	2	209.5	377.1	318.302	572.944
Л11	ТП2-14	2	145.654	262.177	221.298	398.337
ТП-3						
Л12	ТП3-10	2	111.108	199.944	168.811	303.859
Л13	ТП3-11	2	168	302.339	255.25	459.357
Л14	ТП3-19	2	147.093	264.767	223.485	402.272
Л15	ТП3-12	2	343.943	619.098	522.567	940.622
ТП-4						
Л16	ТП4-15	2	230.935	415.683	350.869	631.565
Л17	ТП4-16	2	230.935	415.683	350.869	631.565
Л18	ТП4-13	2	77.408	139.334	117.609	211.696
Л19	ТП4-17	2	111.546	200.783	169.477	305.058
Л20	ТП4-18	2	97.08	174.744	147.498	265.496

Принимаем для прокладки на территории микрорайона кабель с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией марки ААБЛУ, прокладываемый в земле. Сечение данной марки кабеля выбирается по табл.1.3.16.[1] в ПУЭ в графе четырехжильных кабелей до 1 кВ. Для линии Л1, по значению $I_p^n = 318,302A$ по табл.1.3.16 [1] для принятой марки кабеля и способа его прокладки выбирается сечение с учетом условия:

$$I_{доп} \geq I_p^n, \quad (38)$$

где $I_{доп}$ - длительно допустимый ток кабеля, определяемый по табл.1.3.16[1]. Принимаем $I_{доп} = 345A$ и соответствующее ему сечение $F=185\text{мм}^2$

$$345A > 318,302A$$

Определяем фактический допустимый ток и сравниваем его с током нормального режима:

$$I_{\text{доп}}^{\wedge} = K_{\text{общ}}^H * I_{\text{доп}}, \quad (39)$$

$$I_{\text{доп}}^{\wedge} \geq I_p^H \quad (37)$$

где $K_{\text{общ}}^H$ - суммарный поправочный коэффициент для нормального режима работы сети, по табл. 12, $K_{\text{общ}}^H=0,972$

Если условие (37) выполняется, то сечение выбрано верно и необходимо проверить послеаварийный режим, если же не выполняется, то необходимо увеличить сечение на одну ступень и снова сделать проверку.

$$I_{\text{д}}' = 0,972 * 345 = 335.34 \text{ А.}$$

$$335.34 \text{ А} > 318.302 \text{ А}$$

Т.к. условие выполняется, то осуществим проверку в послеаварийном режиме работы распределительной сети низкого напряжения.

Проверку в послеаварийном режиме работы осуществляют по выражению:

$$I_{\text{доп}}^{n,ав} = K_{\text{общ}}^{n,ав} * I_{\text{доп}} \quad (40)$$

$$I_{\text{доп}}^{n,ав} \geq I_p^{n,ав} \quad (41)$$

где $K_{\text{общ}}^{n,ав}$ - суммарный поправочный коэффициент в послеаварийном режиме работы сети по табл. 12, $K_{\text{общ}}^{n,ав}=1,35$.

$I_{p.}^{n.a6}$ - расчетный ток линии в послеаварийном режиме определяемый по табл. 13, $I_{p.}^{n.a6}=572.944$ А.

Если данное условие не выполняется то необходимо увеличить сечение жилы кабеля F еще на одну ступень; если же условие выполняется, то принимаем выбранное сечение жилы.

$$I_{d.}^{n.a6}=1,35*345=465.75 \text{ А}$$

$$465.75 \text{ А} > 572.944 \text{ А}$$

Т.к. условие не выполняется, то принимаем два кабеля в параллель так как большего сечения чем $F=185 \text{ мм}^2$ кабели ААБЛУ не выпускаются, берем два сечением $F=95 \text{ мм}^2$, $I_{дон.}=240$ А.

$$I_{d.}^{n.a6}=1,35 *(240+240)=648 \text{ А}$$

$$648 \text{ А} > 572.944 \text{ А}$$

Видим, что условия (37) и (39) выполняются, следовательно дальнейший расчет прекращаем и принимаем окончательно сечение жил двух кабелей подключенных параллельно $F=95 \text{ мм}^2$, $I_{d.m.}=240$ А.

Аналогичные расчеты произведены и для других участков линий распределительной сети и представлены в таблице 19.

Таблица 28 - Расчетная таблица для определения сечения жил кабеля

линия	Участок линии	Расчетный ток участка		Длит. Доп ток	Сечение жил	Суммарный коэф- т в норм. режиме	I _з	I _з ≥ I ₀	Суммарный коэф- т в п/а режиме	I _з ^{п.ав}	I _з ≥ I ₀ ^{п.ав}
		I _н ^у	I _н ^{гп.ав.}								
---	---	А	А	А	Мм ²	---	А	Да/нет	---	А	Уд/неуд
Л1	ТП1-1 ААБЛУ	318,302	572,944	345 240	185 2(95)	0,972	335,34 466,56	да	1,35	465,75 648	Неудд Уд
Л2	ТП1-20 ААБЛУ	50,108	90,194	65 90	10 16	0,972	53,18 87,48	да	1,35	87,75 121,5	Неуд Уд
Л3	ТП1-2 ААБЛУ	286,186	515,136	305 200	150 2(70)	0,972	296,46 388,8	да	1,35	411,75 540	Неуд Уд
Л4	ТП1-6 ААБЛУ	174,487	314,077	200 240	70 95	0,972	194,4 233,28	да	1,35	270 324	Неуд Уд
Л5	ТП1-7 ААБЛУ	164,477	305,058	165 200	50 70	0,972	160,38 194,4	да	1,35	222,75 270	Неуд Неуд
Л6	ТП1-3 ААБЛУ	117,609	211,696	135 165	35 50	0,972	131,22 160,38	да	1,35	182,25 222,75	Неуд Уд
Л7	ТП2-4	150,234	---	165	50	0,864	142,56	да	1,35	---	---
Л8	ТП2-5 ААБЛУ	248,66	447,589	345	185	0,972	335,34	да	1,35	465,75	Уд
Л9	ТП2-9 ААБЛУ	286,66	515,13	305 200	150 2(70)	0,972	296,46 388,34	да	1,35	411,75 540	Неуд Уд
Л10	ТП2-3	318,302	572,944	450	185	0,972	437,4	да	1,35	607,5	Уд
Л11	ТП2-14 ААБЛУ	221,298	198,377	240 270 305	84 120 150	0,972	233,28 262,44 296,46	да	1,35	324 364 411,75	Неуд Неуд Уд
Л12	ТП3-10 ААБЛУ	168,811	303,859	200 240	70 95	0,972	194,4 233,28	да	1,35	270 324	Неуд Уд
Л13	ТП3-11 ААБЛУ	255,25	459,357	270 305 345	120 150 185	0,972	262,44 296,46 335,34	да	1,35	364,5 411,75 465,75	Неул Неул уд
Л14	ТП3-19 ААБЛУ	223,485	402,272	240 270 305	95 120 150	0,972	233,21 262,44 296,46	да	1,35	324 364,5 411,75	Неуд Неуд Уд
Л15	ТП3-1	461,28	470,3	200	2(70)	0,972	388,8	да	1,35	540	Уд

Продолжение таблицы 28

Л15,1	ТП3-12 ААБЛУ	261,28	470,3	200	2(70)	0,972	388,8	да	1,35	540	Уд
Л16	ТП4-15 ААБЛУ	175,43	315,78	200 240	70 95	0,972	194,4	да	1,35	270 324	Неуд Уд
Л16,1	ТП4-15 ААБЛУ	175,43	315,78	240	95	0,972	233,28	да	1,35	124	Уд
Л17	ТП4-16 ААБЛУ	175,43	315,78	200 240	70 95	0,972	194,4 233,28	да	1,35	270 324	Неуд Уд
Л17,1	ТП4-16	175,43	315,78	240	95	0,972	233,28	да	1,35	324	уд
Л18	ТП4-16 ААБЛУ	117,609	211,696	135 165	35 50	0,972	131,22 160,38	да	1,35	182,25 222,75	Неуд Уд
Л19	ТП4-17 ААБЛУ	169,477	305,058	200 240	70 95	0,972	194,4 233,28	да	1,35	270 324	Неуд Уд
Л20	ТП4-18 ААБЛУ	147,498	265,496	165 200	50 70	0,972	160,38 194,4	да	1,35	222,75 270	Неуд уд

7 ВЫБОР ТИПА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Схемы и конструкции ТП

Трансформаторная подстанция (ТП) - это электрическая установка, служащая для приема, преобразования и распределения электрической энергии переменного тока.

Подстанция состоит из силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, распределительных устройств управления, релейной защиты и автоматики.

Трансформаторные подстанции должны проектироваться с учетом эксплуатации их без постоянного дежурства персонала с применением устройств автоматики, а в случае необходимости простейших устройств телемеханики. Для поддержания требуемого уровня надежности и безотказности работы, подстанции рекомендуется выполнять по простейшим схемам: без силовых выключателей на вводах и без сборных шин на стороне высшего напряжения.

В настоящее время для вновь проектируемых систем электроснабжения городов рекомендуется применять ТП типа К-42- S_T -М5:

К - ввод в ТП в виде кабеля; 4 - количество вводных кабелей, равно четырем; 2 - количество трансформаторов в ТП, равно двум; S_T - номинальная мощность трансформаторов; М - означает, что ТП модернизированная; 5 - модификация, которая соответствует самой удобной и универсальной разработке ТП.

Таким образом, принимаем к установке в микрорайоне следующие ТП:

ТП-1 К-42-1000-М5.

На рис.9 показан разрез трансформаторной подстанции

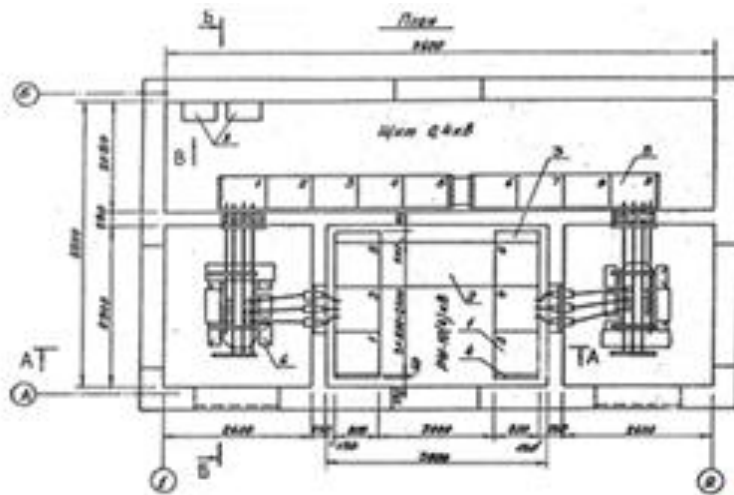


Рисунок 9 - Разрез трансформаторной подстанции

1-камера КСО-10кВ;2-шинный мост 10 кВ;3-ввод 10кВ; 4-вывод 10 кВ;5-панели ЩО-70 0.4кВ; 6-трансформатор;8-щиты управления

Схему электрических соединений на стороне высшего напряжения покажем на примере ТП-1, для остальных ТП схема будет аналогичной.

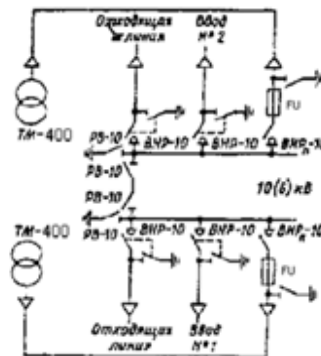


Рисунок 10 - Схема электрических соединений на стороне высшего напряжения ТП-1

В данной схеме силовой трансформатор защищается с помощью предохранителя, который выбирается в зависимости от мощности установленного трансформатора.

Согласно п.3.1.10.[1] для установки в трансформаторные подстанции приняты следующие марки трансформаторов:

ТМ-1000/10/0.4 с параметрами: $U_{вн}=10$ кВ; $U_{нн}=0,4$ кВ; $U_k=6\%$; $I_x=1,2\%$; схема соединения Y/Y₀; сопротивление прямой последовательности: $R_T=5,5$ мОм.

7.2 Расчет токов короткого замыкания. Выбор и проверка аппаратуры защиты ТП и кабелей на стойкость токам короткого замыкания

7.2.1 Расчет токов КЗ на шинах ТП в сети напряжением 0.4 кВ.

Расчитаем токи трехфазного КЗ в сети напряжением 0.4 кВ на примере ТП-1.

Составляем схему замещения:

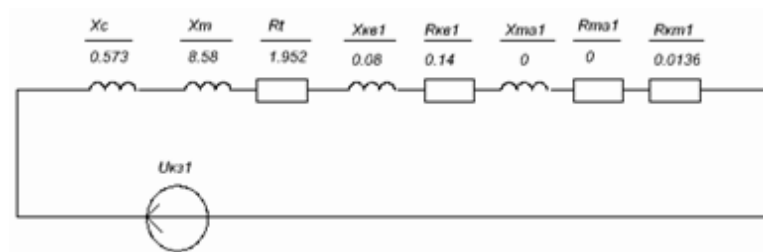


Рисунок 11 - Прямая последовательность.

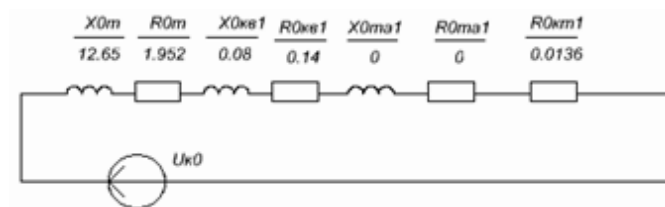


Рисунок 12 - Нулевая последовательность.

Находим сопротивление системы X_c :

$$X_c = \frac{U_{ср.нн}^2}{\sqrt{3} * I_{кз.вн} * U_{ср.вн}}$$

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

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

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

$$x_c = \frac{400^2}{\sqrt{3} * 15.36 * 10500} = 0.573 \text{ мОм.}$$

Активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности трансформатора r_t и x_t :

$$r_t = \frac{P_{\text{КЗ}} * U_{\text{НН.Н}}}{S_{\text{Т.Н}}^2} * 10^6$$

$$r_t = \frac{12.2 * 0.4^2}{1000^2} * 10^6 = 1.952 \text{ мОм}$$

$$x_t = \sqrt{U_{\text{КЗ}}^2 - \left(\frac{1000 * P_{\text{КЗ}}}{S_{\text{Т.Н}}}\right)^2} * \frac{U_{\text{НН.Н}}^2}{S_{\text{Т.Н}}} * 10^4$$

$$x_t = \sqrt{5.5^2 - \left(\frac{100 * 12.2}{1000}\right)^2} * \frac{0.4^2}{1000} * 10^4 = 8.58 \text{ мОм}$$

Параметры схемы замещения нулевой последовательности:

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора таблица (П 6.1) 11.

$$r_{0\text{T}} = 1.9 \text{ мОм}, x_{0\text{T}} = 12.65 \text{ мОм}$$

Расчет токов трехфазного короткого замыкания.

Болтовые контактные соединения $r_{\text{КТ}} = 0.0136$

Результирующие сопротивления прямой последовательности:

$$r_1 \Sigma = r_{1T} + r_{1TA} + r_{1KB} + r_{1KT} = 1.952 + 0 + 0.14 + 0.0136 = 2.1056 \text{ МОм}$$

$$x_1 \Sigma = x_c + x_{1T} + x_{1TA} + x_{1KB} = 0.573 + 8.58 + 0 + 0.08 = 9.233 \text{ МОм}$$

$$Z_{\text{кз.}}^{(3)} = \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2} = \sqrt{2.1056^2 + 9.233^2} = 9.47 \text{ МОм}$$

Рассчитываем металлическое трехфазное КЗ:

$$I_{\text{п0м.кз}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3}Z_{\text{кз}}^{(3)}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 9.47} = 24.386 \text{ кА.}$$

Угол сдвига по фазе напряжения или ЭДС источника от периодической составляющей тока КЗ:

$$\varphi_{\text{к}} = \arctg \frac{x_{1\Sigma}}{r_{1\Sigma}} = \arctg \frac{9.233}{2.1056} = 1.347 \text{ рад.}$$

Время появления ударного тока:

$$t_{\text{уд}} = 0.01 \frac{\frac{p}{2} + \varphi_{\text{к}}}{p} = 0.01 \frac{\frac{p}{2} + 1.347}{p} = 0.0092 \text{ с}$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{x_{1\Sigma}}{\omega r_{1\Sigma}} = \frac{9.233}{314 \cdot 2.1056} = 0.013$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд} = 1 + \sin \pi \frac{t_{уд}}{kE \cdot T_a} = 1 + \sin 1.347e - \frac{0.0092}{0.013} = 1.616$$

Ударный ток металлического трехфазного КЗ:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} * I_{п0м.кз}^{(3)} * K_{уд} = \sqrt{2} * 24.386 * 1.616 = 55.731 \text{ кА}$$

Находим дуговой ток трехфазного КЗ:

Дуговой ток трехфазного КЗ рассчитывается с учетом поправочных коэффициентов:

$$K_{снач} = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_{кз}^{(3)} + 0,114 \cdot \sqrt{Z_{кз}^{(3)}} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_{кз}^{(3)}} =$$

$$= 0,6 - 0,0025 * 9.47 + 0.114 * \sqrt{9.47} - 0.13 * \sqrt[3]{9.47} = 0.652;$$

$$K_{суст} = 0,55 - 0,002 \cdot Z_{кз}^{(3)} + 0,1 \cdot \sqrt{Z_{кз}^{(3)}} - 0,12 \cdot \sqrt[3]{Z_{кз}^{(3)}} =$$

$$= 0,55 - 0,002 * 9.47 + 0.1 * \sqrt{9.47} - 0.12 * \sqrt[3]{9.47} = 0.575.$$

Периодическая составляющая дугового максимального трехфазного тока КЗ:

$$I_{пднач} = I_{п0м}^{(3)} \cdot K_{снач} = 24.386 \cdot 0,652 = 15.89 \text{ кА}$$

$$I_{пдуст} = I_{п0м}^{(3)} \cdot K_{суст} = 24.386 \cdot 0,575 = 14.02 \text{ кА}$$

Ударный дуговой максимальный ток трехфазного КЗ:

$$i_{удднач} = i_{уд}^{(3)} \cdot K_{снач} = 55.73 \cdot 0,652 = 36.33 \text{ кА}$$

Расчет токов однофазного КЗ:

Находим результирующее сопротивление нулевой последовательности

$$r_0 \Sigma = r_{0T} + r_{0TA} + r_{0KB} + r_{0KT} = 1.9 + 0 + 0.14 + 0.0136 = 2.0536 \text{ мОм}$$

$$x_0 \Sigma = x_{1T} + x_{1KB} = 12.65 + 0.08 = 12.73 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление цепи при однофазном КЗ:

$$Z_{\text{кз.}}^{(1)} = \frac{1}{3} * \sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2} =$$

$$\frac{1}{3} \sqrt{(2 * 2.1056 + 2.1736)^2 + (2 * 9.233 + 12.73)^2} = 10.614 \text{ мОм}$$

$$\text{Однофазный ток металлического КЗ: } I_{\text{пОм.кз}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3}Z_{\text{кз}}^{(1)}} = \frac{400}{\sqrt{3} * 10.614} = 21.758$$

кА.

Поправочные коэффициенты для однофазного тока дугового КЗ:

$$K_{\text{снАч}} = 0,6 - 0,0025 \cdot 10.614 + 0,114 \cdot \sqrt{10.614} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{10.614} = 0.659;$$

$$K_{\text{свст}} = 0,55 - 0,002 \cdot 10.614 + 0,1 \cdot \sqrt{10.614} - 0,12 \cdot \sqrt[3]{10.614} = 0.591$$

Дуговые токи:

$$I_{\text{пднАч}} = I_{\text{пОм}}^{(1)} \cdot K_{\text{снАч}} = 21.758 \cdot 0,659 = 14.33 \text{ кА}$$

$$I_{\text{пдвст}} = I_{\text{пОм}}^{(1)} \cdot K_{\text{свст}} = 21.758 \cdot 0,591 = 12.85 \text{ кА}$$

Для остальных точек КЗ ТП расчет аналогичен результаты расчетов сводятся в таблицу.

Таблица 29 – Расчет токов КЗ

№	Токи трехфазного КЗ			Ударный ток 3ф КЗ		Токи однофазного КЗ		
	металлического	дугового		металлического	Дугового макс.	металлического	дугового	
		Нач.	Уст.				Нач.	Уст.
ТП-1	24,38	15,89	14,01	55,73	36,33	21,758	14,33	12,85
ТП-2	24,12	15,72	13,86	55,12	35,93	21,616	14,24	12,77
ТП-3	23,93	15,6	13,75	54,68	35,65	21,507	14,17	12,71
ТП-4	23,52	15,33	13,52	53,75	35,04	21,289	14,02	12,58

7.3 Выбор защитных аппаратов

Выбор вводного автоматического выключателя, устанавливаемого после трансформатора.

Выключатели выбирают по номинальным значениям тока и напряжения, роду установки и условиям работы, конструктивному исполнению и коммутационной способности. Выбор автоматов производится с учётом следующих требований: Номинальное напряжение автомата, В:

$$U_n \geq U_{раб}$$

Номинальный ток автомата, А:

$$I_n \geq I_{раб}$$

По номинальный ток расцепителя любого вида, А:

$$I_n \geq I_{раб}$$

По предельно отключаемому току автомата, кА:

$$I_{отк} \geq I_{к.макс}$$

Выбираем автоматический выключатель марки "Электрон" типа Э25С-04, рассчитанный на номинальное напряжение 380 В и токи расцепителей максимального тока 1000 -1600-2500 А. Расцепители максимального тока имеют полупроводниковый блок защиты с регулировкой пяти следующих уставок: Условия выбора и проверки выключателя

Таблица 30 – Условия выбора и проверки выключателя

Паспортные данные выключателя	Условия выбора и проверка
Номинальное напряжение $U_n = 0.4$ кВ	$U_{н.а} \geq U_{раб}$ $0.4 \geq 0.4$
Номинальный ток $I_n = 3200$ А	$I_n \geq I_{раб}$ $3200 \geq 2172$
Номинальный ток расцепителя $I_n = 2500$ А	$I_n \geq I_{раб}$ $2500 \geq 2172$
Предельно откл. ток $I_{отк} = 55$ кА	$I_{отк} \geq I_k$ $55 \geq 55$

Выбор уставок автомата Э25С-04.

1 – Номинальный ток автомата 3200 А

2 – Ток расцепителя 2500 А

3 – По току в зоне перегрузки $1.25 \cdot 2500 = 3125$

4 – Уставка в зоне тока КЗ по условию $\frac{I_{кз.дуг.}^{(1)}}{I_{расц}} / 3 > 1.4$

$$\frac{12.85}{2.5} / 3 > 1.4$$

$$1.7 > 1.4$$

Ток срабатывания $3 \cdot 2500 = 7500$ А

Где: $I_{кз.дуг.}^{(1)}$ ток однофазного дугового КЗ

$I_{расц}$ номинальный ток расцепителя автомата

3- уставка по току в зоне КЗ

5 – По времени срабатывания 4с так как легкие условия пуска

6- По времени в зоне КЗ 0.25 так как за автоматом нет селективных выключателей.

7.4 Выбор предохранителей.

Для защиты отдельных элементов распределительных сетей напряжением 0.4 кВ в городских электрических сетях широко применяются предохранители и автоматические выключатели, чувствительные элементы которых включаются последовательно с сетью. Предохранители и автоматические выключатели выполняют функции защиты сети от теплового и динамического действия тока, которое возникает при его увеличении выше допустимого значения, например, при перегрузке. В связи с простотой конструкции, малой стоимостью и высокой надежностью в работе, преимущественное распространение в сетях 0.4 кВ городов получили предохранители.

В настоящее время для надежного электроснабжения качественной электроэнергией в городских условиях рекомендуется принимать к установке аппараты защиты, выполняемые плавкими предохранителями типа ПН-2.

В качестве примера рассматривается выбор плавкой вставки предохранителя, защищающего кабельную линию, которая запитывает жилой дом II категории (поз.1).

Расчетная схема для выбора плавкой вставки предохранителя приведена на рис.13.

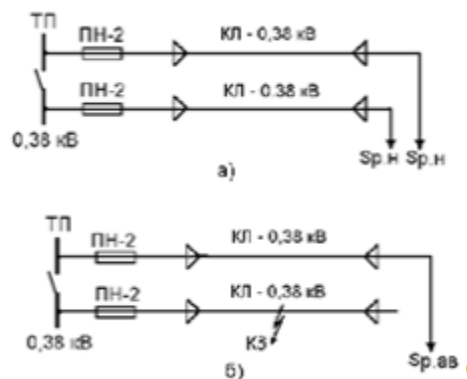


Рисунок 13 - Расчетная схема участка сети для выбора плавкой вставки предохранителя

- а) нормальный режим;
- б) послеаварийный режим.

Выбор тока плавкой вставки по нормальному режиму работы осуществляется согласно следующих неравенств:

а) в случае если защищаемый объект (кабель) не питает силовую нагрузку (электродвигатели лифтовых установок), ток плавкой вставки предохранителя I_B выбирается из условия:

$$I_B \geq I_{p.н} , \quad (42)$$

б) в случае если кабель питает силовую нагрузку:

$$I_B \geq 1,1 * (I_{p.н} - I_{н.дв.} + \frac{I_{н.дв.} \cdot K_n}{\alpha}) , \quad (43)$$

где $I_{p.н}$ – максимальный расчетный ток нормального режима, определяемый по табл.13, $I_{p.н} = 318.302A$;

K_n - кратность пускового тока электродвигателя;

α - коэффициент, учитывающий условия запуска электродвигателя, $\alpha=2,5$ т.к. запуск электродвигателя лифтовой установки легкий.

$I_{н.дв.}$ - номинальный ток электродвигателя лифтовой установки, определяемый по формуле:

$$I_{н.дв.} = \frac{P_{н.дв.}}{\sqrt{3} * U_{н.дв.} * \cos \varphi_{дв.} * \eta} , (52)$$

где $P_{н.дв.}$ - номинальная мощность электродвигателя лифта, кВт;

$U_{н.дв.}$ -номинальное напряжение электродвигателя лифта кВ, $U_{н.дв.} = 0,38кВ$.

Вычисления по формуле (51) проводим для наибольшего номинального тока электродвигателя лифта $I_{н.дв.} = 16,23 A$:

$$I_{\epsilon} \geq (318.302 - 16,23 + \frac{16,23 * 5,5}{2,5}) = 337.778 A.$$

По табл. 4-1 /8/ выбираем $I_{в.ном}=350$ А, ток предохранителя $I_{пред.}=400$ А, предельный ток отключения $I_{пр.отк.}=25$ кА.

Проверим выбранный номинальный ток плавкой вставки предохранителя в послеаварийном режиме по выражению:

$$I_{\epsilon} \geq \frac{I_{max(наб)}}{1.4}, \quad (44)$$

где $I_{max(наб)}$ - максимальный ток через защищаемый объект в послеаварийном режиме, определяемый по табл. 13 , $I_{max(наб)}= 572.944$ А;

1.4 - коэффициент, учитывающий, что плавкая вставка не перегорит при токе равном $1.4 \cdot I_{в.ном}$ в течение 3-х часов; это условие допустимо, т.к. расчетное время максимума нагрузки составляет 30 минут.

Если данное условие выполняется, то ток плавкой вставки считается выбранным верно; если же условие не выполняется, то следует взять следующую ступень тока плавкой вставки по отношению к ранее выбранному по условиям (50) или (51). Получаем:

$$I_{\epsilon} \geq \frac{572.944}{1,4} = 409 A,$$

$$350 A > 409 A$$

$$400 A > 409 A$$

$$500 A > 409 A$$

Увеличиваем ток $I_{в.ном}=500$ А, ток предохранителя $I_{пред.}=600$ А

Проверим согласование защитных характеристик предохранителя с тепловыми характеристиками кабеля. Данное согласование достигается путем сопоставления защитной характеристики аппарата с характеристикой нагрева защищаемого объекта. При этом последняя должна находиться выше характеристики защитного аппарата. Данное согласование проверяется по выражению:

$$I'_{\delta} \geq 0,33 \cdot I_{в.ном} , \quad (45)$$

где I'_{δ} - допустимый ток кабеля с учетом поправочных коэффициентов определяется по табл. 14 $I'_{\delta}=437.4$ А.

$$437.4 \text{ А} > 0,33 \cdot 500 \text{ А}$$

$$437.4 \text{ А} > 165 \text{ А}$$

Видно, что условие выполняется, следовательно, предохранитель выбран правильно. Аналогичные расчеты проводятся для остальных кабельных линий в обоих вариантах распределительной сети низкого напряжения, а результаты расчетов приведены в таблице 22.

Таблица 31 - Расчетная таблица для определения тока плавкой вставки и согласования его с защищаемым проводником

линия	Расчетный ток участка в нормальном режиме работы	Расчетный ток участка в ПАВ режиме работы	Фактически допустимый ток	Расчетный ток плавкой ставки	Номинальный ток плавкой ставки	ном ток предохранителя	Пред ток до 500В	I_{\max}	$0.33 \cdot I$	Условие проверки по ПАВ режиму	Условие проверки
Л11	318,302	572,944	437,4	337,778	500	600	21	409	165	уд	уд
Л12	59,108	90,194	87,48	78,584	80	100	50	64,42	26,4	уд	уд
Л13	286,186	515,136	383,94	305,662	400	400	25	367,9	132	уд	уд
Л14	174,457	314,077	255,28	195,963	250	250	40	224,3	32,5	уд	уд
Л15	164,477	305,058	233,28	183,933	250	250	40	217,3	32,5	уд	уд
Л16	117,609	211,696	160	137,085	160	250	40	151,2	32,5	---	уд
Л17	150,134	---	142,56	---	260	250	40	---	32,8	уд	уд
Л18	148,66	447,559	140,2	268,136	350	350	11	319,7	115,5	уд	уд
Л19	186,133	515,13	183,94	305,639	400	400	25	367,9	132	уд	уд
Л110	318,302	572,944	557,775	337,778	450	600	20	409,24	141,9	уд	уд
Л111	221,298	393,337	296,46	240,774	500	350	11	284,52	99	уд	уд
Л112	168,811	303,859	233,28	188,287	225	350	20	217,04	74,25	уд	уд
Л113	255,25	459,337	335,34	274,726	350	350	11	328,11	115,5	уд	уд
Л114	223,485	470,3	296,46	242,961	300	350	11	287,33	99	уд	уд
Л115	261,28	470,3	340,2	280,756	350	350	11	333,9	115,5	уд	уд
Л115,1	261,28	470,3	340,2	280,756	350	350	11	333,9	115,5	уд	уд
Л116	175,43	315,78	233,28	194,906	350	350	11	225	74,25	уд	уд
Л116,1	175,43	315,78	233,28	194,906	225	350	11	225	74,25	уд	уд
Л117	175,43	315,78	233,28	194,906	225	350	11	225	74,25	уд	уд
Л117,1	117,609	315,78	233,28	194,906	225	350	11	225	74,25	уд	уд
Л118	169,477	211,696	160,38	137,085	160	250	40	151,2	32,8	уд	уд
Л119	147,498	305,058	233,28	188,933	225	250	11	217,89	74,25	уд	уд
Л120	147,498	265,496	194,4	466,974	200	250	40	189,64	66	уд	уд

7.5 Расчет однофазного тока КЗ и проверка чувствительности защитного аппарата.

Проверка надежности срабатывания защитных аппаратов-предохранителей типа ПН-2 - производится по току однофазного КЗ, определяемого в наиболее удаленной точке сети.

В качестве примера рассматривается проверка правильности выбора плавкой вставки предохранителя, защищающего кабельную линию, которая питает жилой дом (поз.2).

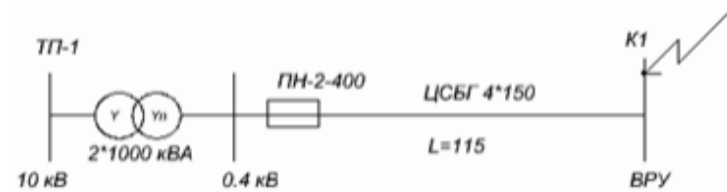


Рисунок 14 - Расчетная схема для определения тока однофазного КЗ

Согласно ПУЭ ток однофазного КЗ определяется по формуле, в которой пренебрегают переходными сопротивлениями коммутационных аппаратов:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{ф.ср.}}{Z_{\Pi} + \frac{Z_{ТР.}^{(1)}}{3}}, \quad (46)$$

где $U_{ф.ср.}$ - фазное среднее напряжение сети, $U_{ф.ср.}=230$ В;

$Z_{ТР.}^{(1)}$ - полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ,

$$Z_{ТР.}^{(1)} = 0,08 \text{ Ом} \frac{Z_{ТР.}^{(1)}}{3} = 0,027 \text{ Ом};$$

$Z_{\Pi} = \sqrt{r_{\Pi}^2 + x_{\Pi}^2}$ - полное сопротивление петли фаза-ноль, которое включает в себя сопротивление шин, шинопроводов, проводов и кабелей, аппаратов и контактов, определяемое по выражению:

$$Z_n = Z_{n.0} \cdot L, \quad (47)$$

здесь $Z_{n.0}$ - удельное сопротивление петли фаза-ноль, определяемое по табл. 5-12 /6/, $Z_{n.0}=0.31$ Ом/км;

L - длина линии до точки КЗ, определяемая по табл.16, $L=0.115$ км.

Таким образом, ток однофазного КЗ в точке К⁽¹⁾:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{230}{0.31 * 0,115 + 0.027} = 3671A$$

Чувствительность защитного аппарата к данному току определяется коэффициентом чувствительности, который определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{в.ном}}}, \quad (48)$$

где $I_{\text{в.ном}}$ -номинальный ток плавкой вставки предохранителя установленного на рассматриваемой линии в распределительном пункте 0.4 кВ ТП.

Для предохранителя кабеля ТП1-2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3671}{400} = 9.17$$

$$9.17 > 3$$

Полученное значение коэффициента чувствительности сравнивается с минимально допустимым значением $K_{\text{ч.мин.доп.}}=3$. Т.к. $K_{\text{ч}}=9.17$, то можно сказать, что предохранитель линии ПН-2-400 при однофазном токе КЗ отключит поврежденную линию. Если же получается, что $K_{\text{ч}} < 3$, то в этом случае

необходимо увеличить сечение фазной жилы кабеля F на один шаг и снова сделать проверку.

Проверка правильности выбора плавких вставок предохранителей, защищающих кабельные линии, которые питают остальные ЭП, производится аналогично. Результаты расчетов представлены в таблице 23.

Таблица 32 - Расчет токов однофазного КЗ и проверка коэффициента чувствительности для распределительной сети 0.4 кВ

линия	Участок линии	длина	Сечение жил	Удельное сопротивление	Сопротивление петли фазакуль	Сопротивление трансформатора	Ток однофазного КЗ	Ток плавкой вставки	Коэф-т чувствительности	К _{т>з}
---	---	м	Мм ²	Ои/км	ом	ом	А	А	---	Да/нет
Л1	ТП1-1	98	2(4X95)	0.27	0,02646	0,027	4302	500	8,60	да
Л2	ТП1-20	50	2(4X16)	3.08	0,154	0,027	1271	80	15,88	да
Л3	ТП1-2	115	2(4X70)	0.31	0,0356	0,027	3671	400	9,17	да
Л4	ТП1-6	120	4X95	0.69	0,0828	0,027	2095	250	8,38	да
Л5	ТП1-7	65	4X95	0.69	0,04485	0,027	3201	250	12,80	да
Л6	ТП1-3	185	4X50	1.16	0,2146	0,027	951	160	5,94	да
Л7	ТП2-4	162	4X50	1.16	0,18792	0,027	1070	160	6,68	да
Л8	ТП2-5	175	4X185	0.41	0,07175	0,027	2329	350	6,65	да
Л9	ТП2-9	70	2(4X70)	0.31	0,0217	0,027	4723	400	11,80	да
Л10	ТП2-8	65	4X185	0,37	0,02450	0,027	4505	450	10,47	да
Л11	ТП2-14	214	4X150	0,31	0,06634	0,027	2464	300	8,21	да
Л12	ТП3-10	179	4X95	0,69	0,12351	0,027	1528	225	6,79	да
Л13	ТП3-11	23	4X185	0,37	0,03071	0,027	3985	350	11,38	да
Л14	ТП3-19	112	4X150	0,45	0,0504	0,027	2972	300	9,900	да
Л15	ТП3-12	128	2(4X70)	0,41	0,05248	0,027	2894	350	2,26	да
Л15,1	ТП3-12	148	2(4X70)	0,41	0,06068	0,027	2623	350	7,49	да
Л16	ТП4-15	67	4X95	0,69	0,06068	0,027	3141	225	13,96	да
Л16,1	ТП4-15	90	4X95	0,69	0,0621	0,027	2581	225	11,47	да
Л17	ТП4-16	49	4X95	0,69	0,03381	0,027	3782	225	16,80	да
Л17,1	ТП4-16	70	4X95	0,69	0,0483	0,027	3054	225	13,57	да
Л18	ТП4-13	100	4X50	1,16	0,116	0,027	1608	160	10,05	да
Л19	ТП4-17	76	4X95	0,69	0,05244	0,027	2895	225	12,16	да
Л20	ТП4-18	60	4X70	0,87	0,0522	0,027	2904	200	14,52	да

Определение трехфазного тока КЗ и проверка аппаратов защиты на предельную отключающую способность

Проверка защитных аппаратов (предохранителей типа ПН-2) на предельную отключающую способность производится по току трехфазного КЗ, определенного на шинах трансформаторной подстанции.

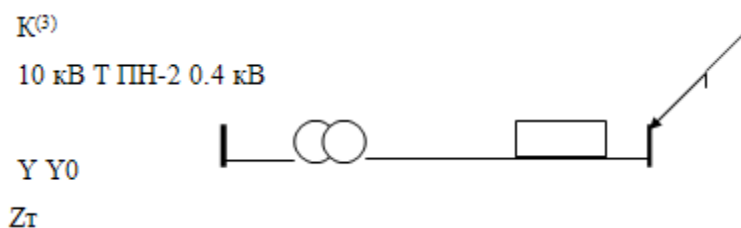


Рисунок 14 - Расчетная схема для определения тока трехфазного КЗ

На основании данной схемы составлена схема замещения, показанная на рисунке 15.

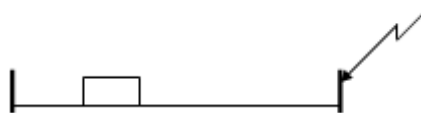


Рисунок 15 - Схема замещения для определения тока трехфазного КЗ

Ток трехфазного КЗ будет одинаков для всех трех ТП (ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4) т.к. в них установлены одинаковые трансформаторы мощностью по 1000 кВА.

Ток трехфазного КЗ на шинах ТП ($I_k^{(3)}$) определяется по выражению, кА:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot Z_{mp}}, \quad (49)$$

где $U_{cp.}$ - среднее линейное напряжение сети, $U_{cp.}=0.4$ кВ;

$Z_{тр.}$ - полное сопротивление трансформатора, которое равно, $Z_{тр.}$,
 $Z_{тр.1000кВА}=0.08$ Ом по табл. 8.10 /5/.

Таким образом, ток трехфазного КЗ для трансформаторов мощностью 400кВА равен:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \cdot 0.08} = 2.887 \text{ кА.}$$

Выбор предохранителя с точки зрения предельной отключающей способности оценивается условием:

$$I_{пр.отк.} \geq I_{\kappa}^{(3)}, (59)$$

где $I_{пр.отк.}$ - предельный ток отключения предохранителя, т.е. максимальный ток, который может отключить выбранный предохранитель. Согласно табл. 17 из всего множества установленных предохранителей выберем минимальные значения $I_{пр.отк.}$ для распределительной сети: -
 $I_{пр.отк.мин.}=11$ кА.

Проверим условие (60):

$$I_{пр.отк.мин.}=11 \text{ кА} > I_{\kappa}^{(3)}=2,887 \text{ кА, условие выполняется.}$$

Т.к. условие (59) выполняется для сети и для всех предохранителей, то можем сказать, что предохранители ПН-2 выбраны верно.

Таким образом, в результате всех проделанных расчетов и проверок окончательно получены сечения кабелей, которые представлены в таблице 24.

Таблица 33 - Марка кабеля и сечение его жил распределительной сети 0.4 кВ

Линия	Участок линии	Количество кабелей в линии	Марка кабеля-сечение фазной жилы- сечение нулевой жилы
---	---	штук	мм ²
ТП-1			
Л1	ТП1-1	2	ААБЛУ-2(4×95)
Л2	ТП1-20	2	ААБЛУ-4×16
Л3	ТП1-2	2	ААБЛУ-2(4×70)
Л4	ТП1-6	2	ААБЛУ-4×95
Л5	ТП1-7	2	ААБЛУ-4×95
Л6	ТП1-3	2	ААБЛУ-4×50
ТП-2			
Л7	ТП2-4	1	ААБЛУ-4×50
Л8	ТП2-5	2	ААБЛУ -4×185
Л9	ТП2-9	2	ААБЛУ -2(4×70)
Л10	ТП2-8	2	ААБЛУ-4×185
Л11	ТП2-14	2	ААБЛУ-4×150
ТП-3			
Л12	ТП3-10	2	ААБЛУ-4×95
Л13	ТП3-11	2	ААБЛУ-4×185
Л14	ТП3-19	2	ААБЛУ-4×150
Л15	ТП3-12	2	ААБЛУ -2(4×70)
Л15.1	ТП3-12	2	ААБЛУ -2(4×70)
ТП-4			
Л16	ТП4-15	2	ААБЛУ-3×95+1×25
Л16.1	ТП4-15	2	ААБЛУ-3×95+1×25
Л17	ТП4-16	2	ААБЛУ-3×95+1×25
Л17.1	ТП4-16	2	ААБЛУ-3×95+1×25
Л18	ТП4-13	2	ААБЛУ-3×50+1×25
Л19	ТП4-17	2	ААБЛУ-3×95+1×25
Л20	ТП4-18	2	ААБЛУ-3×70+1×25

8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Определение потерь мощности и электроэнергии в распределительной сети низкого напряжения

Определение потерь мощности и электроэнергии проводим в нормальном режиме работы сети. Покажем определение потерь мощности и электроэнергии на примере участка ТП1-2.

Потери активной и реактивной мощности в линии трехфазной электрической сети в нормальном режиме определяются по выражениям:

$$\Delta P^n = 3 * I_p^{n2} * r_0 * L, \quad (50)$$

$$\Delta Q^n = 3 * I_p^{n2} * x_0 * L, \quad (51)$$

где I_p^n -расчетный ток нормального режима, А, $I_p^n = 286.186$ А;

$U_{ном}$ -номинальное напряжение сети $U_{ном} = 0,38$ кВ;

r_0 и x_0 –удельные активное и реактивное сопротивления линии, мОм/м,
 $r_0 = 0,21$ мОм/м, $x_0 = 0,06$ мОм/м;

L -длина линии, м, $L = 115$ м;

$$\Delta P^n = 3 * 286.186^2 * 0,21 * 115 * 10^{-6} = 5.934 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q^n = 3 * 223,485^2 * 0,06 * 115 * 10^{-6} = 1.695 \text{ кВар},$$

Так как участок линии ТП1-2 состоит из двух кабелей, то общие потери мощности в линии равны:

$$\Delta P_{\Sigma}^H = 2 * 5.934 = 11.868 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\Sigma}^H = 2 * 1.695 = 3.39 \text{ кВАр},$$

Потери активной и реактивной электроэнергии в линии трехфазной электрической сети в нормальном режиме определяются по формулам:

$$\Delta W_a^H = \Delta P_{\Sigma}^H * \tau, [\text{кВт}\cdot\text{час}], \quad (52)$$

$$\Delta W_p^H = \Delta Q_{\Sigma}^H * \tau, [\text{кВАр}\cdot\text{час}], \quad (53)$$

где τ - время наибольших потерь, [час] вычисляемое по формуле:

$$\tau = (0,124 + T_{max} * 10^{-4})^2 * 8760, \quad (54)$$

здесь T_{max} - годовое число часов использования максимума нагрузки, определяемое по табл.53.10./5/, $T_{max}=3500$

$$\tau = (0,124 + 3500 * 10^{-4})^2 * 8760 = 1968 \text{ час},$$

$$\Delta W_a^H = 11.868 * 1968 = 23356 \text{ кВт}\cdot\text{час},$$

$$\Delta W_p^H = 3.39 * 1968 = 6671 \text{ кВАр}\cdot\text{час},$$

Аналогичные расчеты проводим для других линий распределительной сети, а результаты сводим в таблицу 25

Таблица 34 - Расчетные значения потерь мощности и электрической энергии в КЛ 0,4кв распределительной сети

линия	Участок линии	Длина участка	Удельное сопротивление участков сети		Ток в норм режиме	Потеря мощности в нормальном режиме работы		Годовое число исп. Мах. нагрузки	Время наибольших потерь	Потери эл.энергии в нормальном режиме работы	
			t	x		ΔP^H	ΔQ^H			ΔW_a	ΔW_p
	---	м	мОм/м		А	кВт	кВАр	час	час	кВт*ч	кВАр*ч
Л1	ТП1-1	98	0,17	0,06	318,302	3,064	1,787	3500	1968	19930	7034
Л2	ТП1-20	30	1,95	0,06	50,103	0,734	0,023	2400	1161	1704	110
Л3	ТП1-2	115	0,21	0,06	256,156	5,934	1,695	3500	1968	23356	6671
Л4	ТП1-6	120	0,34	0,06	174,457	3,727	0,658	3500	1968	14669	2589
Л5	ТП1-7	65	0,34	0,06	164,477	1,794	0,317	3500	1968	7061	1247
Л6	ТП1-3	185	0,46	0,06	117,609	3,531	0,461	3500	1968	13598	1514
Итого по ТП1						20,784	4,941	---	---	50618	19465
Л7	ТП2-4	162	0,34	0,06	150,234	3,73	0,658	3500	1968	14681	2559
Л8	ТП2-5	175	0,21	0,06	245,66	6,517	1,1948	3500	1968	26531	7667
Л9	ТП2-9	70	0,21	0,06	256,133	3,612	1,032	3500	1968	14216	4061
Л10	ТП2-8	65	0,17	0,06	318,302	3,359	1,185	3500	1968	13221	4554
Л11	ТП2-14	214	0,21	0,06	221,298	6,603	1,886	3500	1968	23989	7423
Итого по ТП2						24,121	6,709	---	---	94946	26672
Л12	ТП3-10	179	0,34	0,06	168,511	5,203	0,918	3500	1968	20479	1460
Л13	ТП3-11	83	0,17	0,06	255,25	2,758	0,973	3500	1968	10555	1964
Л14	ТП3-19	112	0,21	0,06	233,455	3,324	1,007	3500	1430	10078	1056
Л15	ТП3-12	128	0,27	0,06	261,28	7,078	1,373	3500	1958	27859	1527
Л15,1	ТП3-12	148	0,27	0,06	261,28	8,184	1,819	3500	1958	32212	980
Итого по ТП3						26,747	6,29	---	---	101453	1546
Л16	ТП4-15	67	0,34	0,06	175,43	2,103	0,371	3500	1968	5277	924
Л16,1	ТП4-15	90	0,34	0,06	175,43	2,825	0,499	3500	1968	11119	946
Л17	ТП4-16	49	0,34	0,06	175,43	1,538	0,271	3500	1968	6053	651
Л17,1	ТП4-16	70	0,34	0,06	175,43	2,197	0,388	3500	1968	5647	6654
Л18	ТП4-13	100	0,64	0,06	117,609	2,656	0,249	3500	1968	10454	4489
Л19	ТП4-17	76	0,31	0,06	169,477	2,227	0,393	3500	1968	5765	4565
Л20	ТП4-18	60	0,46	0,06	147,498	1,201	0,235	3500	1968	7055	2854
Итого пот ТП4						15,351	2,406	---	---	60403	9457

8.2 Расчет потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах ТП

Потери активной мощности в трансформаторе складываются: из потерь активной мощности в стали и потерь активной мощности в меди, которые соответственно определяются мощностью холостого хода (ΔP_{xx}) и мощностью короткого замыкания ($\Delta P_{кз}$).

Расчет потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах покажем на примере ТП1. Общие потери мощности в ТП в нормальном режиме работы определяются по выражениям:

$$\Delta P_{ТП}^n = k * \Delta P_{cm} + \frac{1}{k} * \frac{\Delta P_m * S_{p.ТП}^2}{S_n^2}, \quad (55)$$

$$\Delta Q_{ТП}^n = \frac{k * I_{xx} * S_n}{100} + \frac{1}{k} * \frac{U_k * S_{p.ТП}^2}{100 * S_n} \quad (56)$$

где ΔP_{cm} , ΔP_{xx} -потери активной мощности в стали трансформатора, $\Delta P_{cm}=1.9$ кВт;

ΔP_m , $\Delta P_{кз}$ -потери активной мощности в меди трансформатора при его номинальной нагрузке, $\Delta P_m=10.8$ кВт;

k -количество трансформаторов ТП;

$S_{p.ТП}$ -расчетная мощность трансформаторной подстанции, кВА;

I_{xx} -ток холостого хода, %, $I_{xx}=1.2\%$;

U_k -напряжение короткого замыкания, %, $U_k=5.5\%$;

S_n -номинальная мощность трансформатора, кВА, $S_n=1000$ кВА.

Таким образом, потери равны:

$$\Delta P_{ТП}^n = 2 * 1,9 + \frac{1}{2} * \frac{10.8 * 1429^2}{1000^2} = 11.517 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{ТП}^H = \frac{2 * 1.2 * 1000}{100} + \frac{1}{2} * \frac{5,5 * 1429^2}{100 * 1000} = 80.15 \text{кВАр}$$

Потери активной энергии в трансформаторах ТП определяются по формуле:

$$\Delta W_{ТП}^H = 2 * \Delta P_{cm} * t + 0,5 * \Delta P_m * \beta^2 * \tau, \quad (57)$$

где $t=8760$ часов - время работы ТП в год;

β -коэффициент загрузки в послеаварийном режиме;

τ - время наибольших потерь, определяемое по формуле (64).

По рис.2 /7/ т.к. нормальная загрузка трансформатора составляет 65-70%, то все что выше 70% и будет обуславливать максимальные потери, т.е. с 17 до 22 часов (в течении 5 часов в сутки), тогда: $T_{max}=5*365=1825$ часов.

$$\tau = (0,124 + 1825 * 10^{-4})^2 * 8760 = 822,93 \text{ час}$$

$$\Delta W_{ТП}^H = 2 * 1,9 * 8760 + 0,5 * 10.8 * 822,93 * (1429/1000)^2 = 42360 \text{кВт}\cdot\text{час}$$

Аналогичные расчеты проведены и для остальных ТП распределительной сети низкого напряжения, а результаты представлены в таблицах 26

Таблица 35 - Расчетные значения потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах распределительной сети 0,4кв

№ по з.	Количество			Кол-во квартир общей площадью до 90 м ²	Кол-во квартир общей площадью свыше 90 м ²	Тип плит для пище-пригот.	Кол-во лифтов		Категория ЭП по надежности эл. Снабж.
	Подъездов N _{под}	Этажей N _{эт}	Квартир N _{рд}				Пассаж N _{пас}	Груз. N _{гр}	
1	7	10	280	210	70	ЭП	7	7	2
2	6	10	280	60	120	ЭП	6	6	2
3	2	10	80	60	20	ЭП	2	---	2

Продолжение таблицы 35

№ по з.	Количество			Кол-во квартир общей площадью до 90 м ²	Кол-во квартир общей площадью свыше 90 м ²	Тип плит для пище-пригот.	Кол-во лифтов		Категория ЭП по надежности эл. Снабж.
	Подъездов N _{под}	Этажей N _{эт}	Квартир N _{кв}				Пасса-ж N _{пас}	Гру-з. N _{гр}	
4	4	6	72	72	---	ЭП	---	---	3
5	4	9	80	80	80	ЭП	4	4	2
6	4	10	135	135	---	ЭП	4	4	2
7	3	10	90	30	60	ЭП	3	3	2
8	7	10	280	210	70	ЭП	7	7	2
9	6	10	180	60	120	ЭП	6	6	2
10	3	10	84	---	84	ЭП	3	3	2
11	4	10	160	80	80	ЭП	4	4	2
12	9	10	360	180	180	ЭП	9	9	2
13	2	10	80	60	20	ЭП	2	---	2
14	4	10	200	200	--	ЭП	4	---	2
15	6	10	240	180	60	ЭП	6	---	2
16	6	10	240	180	60	ЭП	6	---	2
17	3	10	90	30	60	ЭП	3	3	2
18	4	10	120	120	---	ЭП	4	---	2

Таблица 36 – Расчетные значения потерь мощности

Но-мер ТП	Годовое число ис-пользования мах.нагр.	Время наиб. потерь	ΔP ХХ	ΔP КЗ	U КЗ	I _{хх}	Потери мощ-ности в ТП в нормальном режиме		Потери активной эл. Энергии в ТП в норм. режиме
							ΔP ^н	ΔQ ^н	
	час	час	кВт	кВт	%	%	кВт	кВАр	кВт*ч
ТП1	1825	822,23	1,9	10,8	5,5	1,2	11,517	80,15	42360
ТП2	1825	822,23	1,9	10,8	5,5	1,2	11,878	85,545	43230
ТП3	1825	822,23	1,9	10,8	5,5	1,2	10,879	71,265	40930
ТП4	1825	822,23	1,9	10,8	5,5	1,2	11,711	83,021	42830
итог	---	---	---	---	---	---	45,985	319,98	169350
								1	

9 РАСЧЕТ И ПРОВЕРКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита подстанции «Парковая» от ударов молнии осуществляется тремя молниеотводами установленными на концевых опорах : ВЛ-10 кВ типа У110-4 высотой $29 + 5$ метров и ВЛ-0.4 кВ типа У35-2 высотой $22 + 5$ метров.

Так как используются несколько молниеотводов различной высоты , то зону защиты определяют как зону защиты попарно взятых соседних молниеотводов. Два молниеотвода рассматриваются как совместно действующие , если расстояние между любыми из стержней не превышает $4h$ для зоны A.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150м при расстоянии между молниеотводами, равном L , изображена на рис. . Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной, а остальные ее части называются торцевыми.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

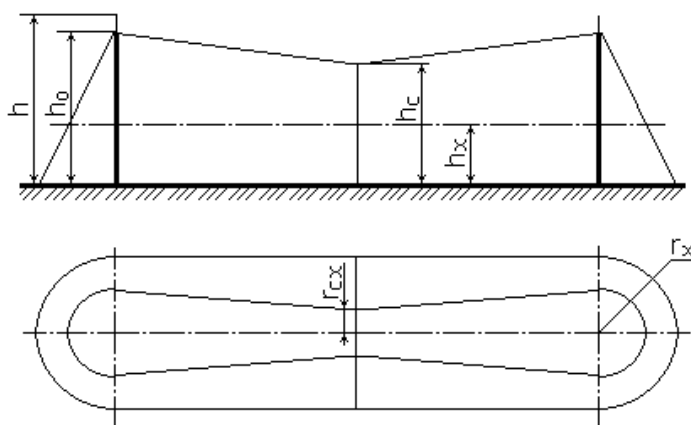


Рисунок 16 - Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом r_0 или r_x , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте h_0 , а третья расположена посередине между ними на высоте h_c .

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

зона А: при $L > h$

$$h_0 = 0.85 \cdot h, \quad (58)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (59)$$

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h); \quad (60)$$

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right), \quad (61)$$

где h_0 – высота зоны защиты единичного молниеотвода, м ;

h – фактическая высота молниеотвода, м;

r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли, м;

h_c - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

L -расстояние между молниеотводами, м;

r_x —радиус зоны защиты на высоте h_x ;

h_x – высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Основным условием защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты А и Б , является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов .

Расчет по формулам (124–127) производится для защиты объектов подстанции «Парковая», находящиеся на высоте h_x от уровня земли :

- 11 м для порталов ОРУ 110кВ;
- 8 м для порталов 0.4 кВ ;
- 6 м для остального оборудования.

Рассматривается зона защиты парных молниеотводов ,установленных на опоре ВЛ-10 кВ (34 м) и на опоре ВЛ-0.4 кВ (27 м). Расстояние L между молниеотводами 80 метров.

Для молниеотвода высотой 34 метра :

$$h_0 = 0.85 \cdot h = 0,85 \cdot 34 = 29 \text{ м}$$

$$r_{01} = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 34) \cdot 34 = 35 \text{ м}$$

$$h_{c1} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) = 29 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 34) \cdot (80 - 34) = 20,7$$

Определяется r_x для зоны защиты на высоте h_x – 11 м., 8 м, 6 м.:

$$r_{x11} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 35 \left(1 - \frac{11}{29} \right) = 21,7 \text{ м}$$

$$r_{x12} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 35 \left(1 - \frac{8}{29} \right) = 25,34 \text{ м}$$

$$r_{x13} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_c} \right) = 35 \left(1 - \frac{6}{29} \right) = 27,75 \text{ м}$$

Для молниеотвода высотой 27 метра :

$$h_0 = 0.85 \cdot h = 0.85 \cdot 27 = 23 \text{ м}$$

$$r_{02} = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1.1 - 0.002 \cdot 27) \cdot 27 = 28 \text{ м}$$

$$h_{c1} = h_0 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) = 23 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (80 - 27) = 13.5 \text{ м}$$

Определяется r_x для зоны защиты на высоте h_x – 11 м., 8 м, 6 м.:

$$r_{x21} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 28(1 - 11/23) = 14.6 \text{ м}$$

$$r_{x22} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 28(1 - 8/23) = 18.2 \text{ м}$$

$$r_{x23} = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 28(1 - 6/23) = 20.7 \text{ м}$$

Значения h_c и r_{c0} определяются как средние между соответствующими параметрами молниеотводов .

$$h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (13.5 + 20.7) / 2 = 17.1 \text{ м}$$

$$r_{c0} = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (35 + 28) / 2 = 31.5 \text{ м}$$

Половина ширины зоны защиты r_{cx} на соответствующих уровнях над уровнем земли для молниеотводов различной высоты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{co} \frac{h_c - h_x}{h_c} \quad (62)$$

Для уровней 11;8;6 метров r_{cx} соответственно равны :

$$r_{cx11}=31,5 \cdot (17,1-11)/17,1 =11,23 \text{ м}$$

$$r_{cx8}=31,5 \cdot (17,1-8)/17,1 =16,7 \text{ м}$$

$$r_{cx6}=31,5 \cdot (17,1-6)/17,1 =20,44 \text{ м}$$

Аналогично производится расчет для парных молниеотводов высотами : 27 м – 27 м и высотами 27 м – 34 м и расстояниями - 19 и 80 метров соответственно.

Результаты расчета парных молниеотводов сведены в таблицу 32.

Таблица 37 - Габариты зоны защиты парных молниеотводов

Молниеотводы	Расстояние, м	Ширина половины горизонтального сечения r_{cx} на высоте h_x , м		
		11	8	6
1-2	80,0	11,23	16,7	20,44
1-3	80,0	11,23	16,7	20,44
2-3	19,0	5,18	11,4	15,5

Из результатов расчета видно , что основное условие защищенности объектов высотой h_x с надежностью, соответствующей зоне защиты Δ выполняется . Для всех попарно взятых молниеотводов $r_{cx} > 0$.

Зоны защиты молниеотводов вынесены на листе графической части проекта.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Общие положения

Современное электрическое оборудование подстанции сложно по конструкции, оснащено различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, являющимися источниками повышенной опасности для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу.

Кроме этого, здоровье и безопасные условия труда персонала, эксплуатирующего электрооборудование, а также вопросы охраны окружающей среды могут быть обеспечены путем выполнения научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электроустановок.

В настоящей главе рассматриваются вопросы техники безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты и автоматики, телемеханики, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

9.2 Безопасность проекта

Здоровье и безопасность условий труда работников, обслуживающих электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается:

- компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применение при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;
- рабочее и аварийное освещение;
- отопление ОПУ;
- электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях;

- заземление корпусов аппаратов;
- устройство путей перекатки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;
- ограждение территории подстанции;
- выгораживание подъездов к ОПУ;
- грозозащита подстанции, а также защита оборудования от волн перенапряжений;
- обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;
- устройство подъездов к подстанции;
- телефонизация и радиофикация подстанции;
- санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и водопровода.

10.3 Заземление подстанции

Согласно п 1.7.32. [2] для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции следует применять, по крайней мере, одну из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение и т.д. Заземление следует применять во всех электроустановках напряжением выше 1кВ, а также в электроустановках до 1кв с изолированной нейтралью.

Назначение защитного заземления состоит в том, чтобы обеспечить между корпусами заземляемого электрооборудования и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением, и тем самым снизить до безопасного значения напряжение прикосновения во время замыкания на корпус оборудования.

Для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, согласно п 1.7.62. [2] , сопротивление заземляющего устройства, при линейном напряжении 380 В, в любое время года должно быть не более 4 Ом. Рассчитаем заземляющее устройство для трансформаторной подстанции ТП-1, для остальных ТП расчет будет полностью аналогичен, т.к. их номинальные мощности одинаковы.

Предполагается сооружение заземляющего устройства с внешней стороны здания ТП с расположением вертикальных электродов по ее периметру. В качестве вертикальных заземлителей принимаем, стальные стержни диаметром 16 мм и длиной 2 м, которые погружаются в грунт методом ввертывания. Верхние концы электродов, погруженные на глубину 0.7 м. Предварительно, с учетом площади, занимаемой ТП, намечаем расположение заземлителей - по периметру с расстоянием между вертикальными электродами равным 4 м.

Определяем расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей по выражениям:

$$\rho_{p.z} = \rho_{y\delta} * K_{n.z}, \quad (63)$$

$$\rho_{p.g} = \rho_{y\delta} * K_{n.g}, \quad (64)$$

где $\rho_{y\delta}$ - удельное сопротивление грунта, которое для микрорайона по табл.8-1 /9/ берется равным $\rho_{y\delta}=100$ Ом·м, (тип почвы - суглинок);

$K_{n.z}$ и $K_{n.g}$ - повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов, определяемые по табл.8-8 /9/.

Для грунта средней влажности (коэффициент K_2) по табл.8-8 /9/ эти коэффициенты равны $K_{n.z}=2$; $K_{n.g}=1,5$.

$$\rho_{p.z} = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{p.g} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода стержневого типа определяем по формуле:

$$R_{o.в.э.} = \frac{\rho_{p.в.}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (65)$$

где l - длина электрода, $l=2$ м;

d - внешний диаметр электрода, $d=0,016$ м;

t -расстояние от поверхности земли до середины электрода,
 $t=0.5 \cdot 2 + 0.7 = 1.7$ м.

$$R_{o.в.э.} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{0,016} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 69,53 \text{ Ом}$$

Определим примерное число вертикальных заземлителей по формуле:

$$N = \frac{R_{o.в.э.}}{K_{u.в.} \cdot R_3}, \quad (66)$$

где $K_{u.в.}$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей, размещенных по контуру, без учета влияния горизонтальных электродов связи, принимаемый по табл.8-5 /9/.

Коэффициент $K_{u.в.}$ определяется по примерно выбранному количеству вертикальных электродов (в нашем случае принятому равным 20) и отношению расстояний между вертикальными электродами к их длине: $4/2=2$, поэтому $K_{u.в.}=0.66$.

$$N = \frac{69,53}{0,66 \cdot 4} = 26,34 \approx 27 \text{ штук.}$$

Определяем расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов (шина полосовая 40×8 мм) по формуле:

$$R_{p.z.э.} = \frac{\rho_{p.z.}}{K_{u.z.} * 2 * \pi * l} * \ln \frac{2 * l^2}{b * t}, \quad (67)$$

где $K_{u.z.}$ - коэффициент использования горизонтальных соединительных электродов в контуре из вертикальных электродов, определяемый по табл.8-7 /9/, $K_{u.z.}=0.32$;

l -общая длина горизонтальных электродов, для принятого типа ТП $l=42$ м;

t - расстояние до поверхности земли, $t=0,7$ м;

b - ширина полосы, $b=0,08$ м.

$$R_{p.z.э.} = \frac{200}{0.32 * 2 * 3,14 * 42} * \ln \frac{2 * 42^2}{0,08 * 0,7} = 26,17 \text{ Ом.}$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов определяется по формуле:

$$R_{в.э.} = \frac{R_{p.z.э.} * R_3}{R_{p.z.э.} - R_3}, \quad (68)$$

$$R_{в.э.} = \frac{26,17 * 4}{26,17 - 4} = 4,72 \text{ Ом.}$$

Определим уточненное число вертикальных электродов при коэффициенте использования вертикального электрода соответствующего $N=27$ (штук) определяемом по табл.8-5 /9/ и равном $K_{u.в.у.}=0,61$, по формуле:

$$N = \frac{R_{0.в.э.}}{K_{и.в.у.} * R_{в.э.}}, \quad (69)$$

$$N = \frac{69,53}{0,61 * 4,72} = 24,15 \text{ шт.}$$

Таким образом, окончательно принимаем 25 вертикальных электродов, расположенных вокруг ТП. Тогда сопротивление вертикальных заземлителей из формулы (74) будет:

$$R_{в.з.} = \frac{R_{о.в.э.}}{K_{и.в.у.} * N} = \frac{69,53}{0,61 * 25} = 4,56 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление заземлителя с таким количеством электродов будет:

$$R_{общ.} = \frac{R_{в.э.} * R_{г.з.}}{R_{в.э.} + R_{г.з.}}, \quad (70)$$

$$R_{общ.} = \frac{4,56 * 26,17}{4,56 + 26,17} = 3,88 \text{ Ом.}$$

Полученное сопротивление меньше 4 Ом, т.е. рассчитанный заземлитель удовлетворяет всем необходимым требованиям.

Схема выполнения заземляющего контура показана на рис.17.

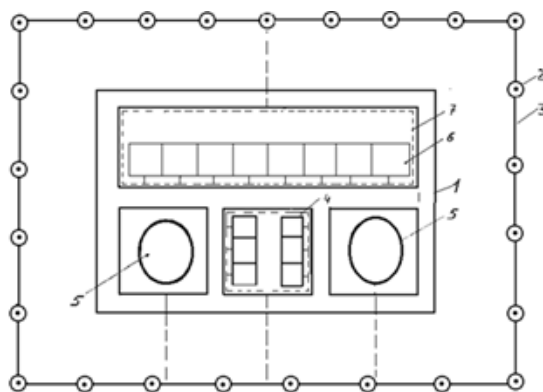


Рисунок 17 - Схема заземляющего контура ТП

1 - здание ТП, 2 - вертикальный электрод, 3 - горизонтальный электрод, 4 - камеры ВН (КСО-366), 5 - бак трансформатора, 6 - шкафы ЩО-70, 7 - проводник диаметром 5-6 мм.

10.4 Экологичность проекта

Подстанция Парковая не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Специальные мероприятия по шумозащите проектом не предусматриваются, так как для ПС с трансформаторами мощностью менее 40 МВ·А санитарные разрывы зоны вредного шумового воздействия не нормируются.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать возможное наименьшее время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничение области и степени повреждения элемента.

Внедрение релейной защиты на микропроцессорной элементной базе позволяет лучше защитить силовое оборудование подстанции от длительного протекания через него токов, превышающих допустимый уровень.

При длительном воздействии токов короткого замыкания на выключателе, происходит слипание и выгорание контактов последних, что приводит к масштабной аварии дорогостоящего силового оборудования и существенному загрязнению окружающей среды.

При протекании по кабелю тока, превышающего длительно допустимый, происходит перегрев кабеля, что ведет к выгоранию изоляции. Выделяющиеся при этом газы не только загрязняют атмосферу, но и опасно влияют на жизни людей. При длительном протекании тока короткого замыкания через силовой трансформатор происходит перегрев масляной изоляции, что может привести как к вытеканию масла, так и пожару. Утечка трансформаторного масла может существенно повлиять на флору, находящуюся на территории подстанции, а горение нефтепродуктов приводит к существенному загрязнению атмосферы.

Если вовремя не отключить ток короткого замыкания, это приведет к выходу из строя оборудования, следовательно, более надежная защита ведет к экономии ресурсов земли, которые должны быть затрачены на производство нового оборудования, в случае выхода из строя ранее использовавшегося.

При работе энергоустановок должны приниматься меры для предупреждения или ограничения прямого или косвенного воздействия на окружающую среду.

Вопросы уменьшения влияния шума от оборудования подстанции на жилую застройку и другие объекты входит в комплекс экологических факторов при проектировании.

Основным источником шума являются трансформаторы. Для защиты прилегающих объектов от шума трансформаторов предусматривается установка шумозащитного экрана.

Сброс сточных вод предусматривается самотеком по канализационной сети в подземный железобетонный выгреб. Сеть бытовой канализации выполнена из асбестоцементных безнапорных труб, под автодорогами – из чугунных напорных труб. Вывоз нечистот осуществляется ассенизаторными машинами на места, согласованные с санэпидемстанцией.

10.5 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможно-

сти возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;

- предотвращением распространения пожара за пределы очага;

- применением средств пожаротушения;

- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

-применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

-применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

На подстанции широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

Количество первичных средств пожаротушения на ОРУ представлены в таблице 1.

Таблица 38 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Вместимость, л
1	2	3	4
Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		2	10
	огнетушитель углекислотный	4	2
		4	5
		1	25
		1	80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5
		2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м ²)	огнетушитель пенный	2	10
		1	100
	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		1	10
	огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1	100

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении дипломного проекта на тему «Проектирование электро-снабжения микрорайона Парковый в Приморском крае» в соответствии с указаниями 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, в соответствии с [1], трансформаторные подстанции приняты двухтрансформаторными.

С учетом допустимого коэффициента перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме, объекты электроснабжения в микрорайоне были распределены между принятыми трансформаторными подстанциями.

Система электроснабжения выполнена по четырехзвенной схеме трех напряжений - 110/10/0.4кВ. Согласно требованиям по надежности (наличие электроприемника I категории) на РП была предусмотрена установка устройства АВР.

Распределительная сеть среднего напряжения выполнена по петлевой схеме. Распределительная сеть низкого напряжения выполняется по двухлучевой схеме (для потребителей I и II категории), которая является наиболее надежной и простой для данной застройки микрорайона и радиальной схеме для потребителей III категории.

Также в курсовой работе были рассмотрены вопросы техники безопасности и экологии при эксплуатации кабельных линий.

Все расчеты в курсовой работе велись на основе нормативно-технической литературы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.
- 2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 3 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность» 254 с.
- 4 ГОСТ 12.0.003-74* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».
- 5 Гурова, Е.Ю. Пожарная безопасность: Практикум для студентов очной и заочной форм обучения. –Благовещенск: АмГУ, 2001
- 6 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 7 Иманов, Г.М., Халилов Ф.Х., Таджибаев А. И. «Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока», издательство Санкт-Петербург, 2003 г. – 31с.
- 8 Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
РД-34-20.185-94(с изменениями 1999г.).
- 9 Киреев, Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. « Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2003.
- 10 Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110, 1150 кВ. Т.2. Москва ,2003.- 398с.

- 11 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус – 2 Т», Москва 25.07.05. ЗАО «Радиус Автоматика».
- 12 Мясоедов, Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2007.- 192 с.
- 13 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 14 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
- 15 5 РД 153- 34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
- 16 6 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 17 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 18 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки, 289 с
- 19 Собурь, С.В. Пожарная безопасность электроустановок: Справочник. -2-ое изд.- М.; Спецтехника,2000.
- 20 Судаков, Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электрообеспечения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд-во АмГУ, 2006 г.
- 21 Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус - Л», изд-во Москва 2005, 210 с.

- 22 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с
- 23 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.