

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение микрорайона «Березовка» в г. Тольятти»

Студент

Д.С. Елагин

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе «Электроснабжение микрорайона «Берёзовка» в городе Тольятти» спроектирована схема электроснабжения вновь строящегося жилого микрорайона, комплексной застройки, расположенный в городе Тольятти, на 10-м километре Хрящёвского шоссе, вблизи села Выселки, являющегося один из первых проектов малоэтажного жилья.

Площадь микрорайона занимает 50 га. Застройка территории состоит из 530 индивидуальных жилых домов; 6 трёхэтажных, одно подъездных, 24-квартирных жилых домов; муниципального детского сада; торгового центра на 700 м<sup>2</sup> и 20 земельных участков под свободную застройку.

Для выполнения данной задачи потребовалось проанализировать особенности градостроения микрорайона, потребляемую мощность и характерность преобладающей категории потребителей электроэнергии, и на основании этого разработано два варианта схемы электроснабжения сети 10 и 0,4 кВ, удовлетворяющие по условиям надёжности электроснабжения одинаковыми характеристиками.

Также, выполнен расчёт мощности и необходимое количество силовых трансформаторов КТП-10/0,4 кВ. Согласно условиям заказчика, сеть электроснабжения, выполнена кабельными линиями, как по стороне 10, так и 0,4 кВ. Выполнен расчёт кабельной сети – выбран тип кабеля, и по условию токовой нагрузки и падению напряжения на участках цепи, выполнен выбор площади сечения жилы кабеля.

Так как выбранные два варианта схемы электроснабжения, с точки зрения надёжности, одинаковы, произведён технико-экономический расчёт по условию приведенных затрат для реализации электроснабжения микрорайона.

На основании выбранной схемы произведён расчёт токов короткого замыкания в сети 10 и 0,4 кВ и выбрано защитное, коммутационное оборудование, рассчитаны уставки автоматических выключателей по стороне 0,4 кВ.

Для безопасного электроснабжения потребителей сеть 0,4 кВ выполнена пятипроводной с разделенными рабочим и защитным нолями по системы TN-S. Эта система обладает высоким уровнем электробезопасности людей и оборудования. Для подключения обоих нулевых проводников на ТП 10/0,4 кВ выполнен контур заземления.

Данная работа состоит из пояснительной записки объёмом 79 листов, включая 31 таблицу и 12 рисунка, графическую часть, выполненную на 6 листах формата А1.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Основные требования при проектировании электросети жилого массива.....	8
2 Характеристика участка электроснабжения.....	9
2.1 Климатические особенности микрорайона.....	9
2.2 Существующая схема внешнего электроснабжения.....	9
2.3 Этапы строительства жилого микрорайона.....	10
3 Расчёт электрических нагрузок микрорайона.....	12
3.1 Расчёт электрической нагрузки жилых строений микрорайона.....	12
3.2 Расчёт электрической нагрузки уличного освещения микрорайона.....	15
4 Расчёт мощности трансформаторов.....	18
4.1 Расчёт мощности трансформаторов и их количество для потребителей III категории.....	18
4.2 Расчёт мощности трансформаторов для потребителей II категории.....	19
5 Выбор схемы электроснабжения микрорайона.....	22
6 Расчёт мощности нагрузки, подключенной к ТП для двух вариантов схем электроснабжения.....	26
7 Расчёт кабельных линий.....	30
7.1 Выбор марки кабеля в сети 10 и 0,4 кВ.....	30
7.2 Расчёт сечения жилы КЛ 10 кВ.....	31
7.3 Расчёт сечения жилы КЛ 0,4 кВ.....	32
7.4 Проверка выбранного сечения жил кабельных линий по потере напряжения.....	36
8 Техничко-экономический выбор схемы электроснабжения микрорайона.....	44
8.1 Расчёт капитальных затрат на строительство ТП и прокладку КЛ-10 и 0,4 кВ.....	45
8.2 Расчёт потери электроэнергии в оборудовании.....	46
8.2.1 Расчёт потери электроэнергии в КЛ-0,4 кВ.....	46
8.2.2 Расчёт потери электроэнергии в КЛ-10 кВ.....	48
8.2.3 Расчёт потери электроэнергии в трансформаторах.....	50

9	Расчёт токов короткого замыкания в сети электроснабжения.....	53
9.1	Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	53
9.2	Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.....	57
10	Выбор типа КТП и оборудования.....	63
10.1	Выбор типа КТП.....	63
10.2	Проверка выбранного оборудования.....	66
10.2.1	Проверка предохранителей.....	66
10.2.2	Проверка выключателей нагрузки 10 кВ.....	67
10.2.3	Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ.....	69
10.3	Расчёт уставок защит автоматических выключателей для защиты КЛ-0,4 кВ.....	70
11	Расчёт защитного заземления КТП.....	74
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	77
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	78

## ВВЕДЕНИЕ

Микрорайон «Березовка», расположенный в городе Тольятти, является одним из первых проектов комплексной застройки малоэтажного жилья. Застройка микрорайона началась в 2012 году и планируется закончить в 2018.

Микрорайон расположен на 10-м километре Хрящёвского шоссе, вблизи села Выселки.

Площадь микрорайона занимает 50 га. Застройка территории будет состоять из пять типов планировки жилых домов –таунхаусы в количестве 530 домов, с площадью от 85 до 162 м<sup>2</sup>; 6 трёхэтажных, одно подъездных, 24-квартирных жилых домов различной планировки, площадью квартир от 40,3 до 63,1 м<sup>2</sup>; муниципальный детский сад, офис врача общей практики, на территории будет открыт торговый центр на 700 м<sup>2</sup>, парикмахерские, мастерские по ремонту обуви, кафе, автомойка, спортивная площадка с беговыми дорожками, чистым водоёмом и ландшафтным полем для мини-гольфа, с парковой зоной в 2 га. Так же на территории отведено место под земельные участки, в количестве 20 участков, площадью 8,5 и 10,3 соток, под свободную застройку.

Таунхаус – представляет собой сблокированный дом на несколько семей, с независимым выходом на улицу, имеющий свой гараж в доме или перед домом, парковочное место на две машины, также имеется свой земельный участок земли для сада или свободную застройку, с площадью от 3 до 5 соток.

Микрорайон планируется полностью обеспечить всеми централизованными коммуникациями – электросетью, системой водоснабжения и водоотведением, газопроводом, индивидуальным двухконтурным газовым котлом для горячего водоснабжения и отопления.

Целью данной работы является создать сеть электроснабжения жилого микрорайона «Березовка», отвечающая всем требованиям надёжности и безопасности.

Для достижения данной цели необходимо:

1. проанализировать особенности градостроения микрорайона;
2. проанализировать характеристики всех потребителей электроэнергии;
3. произвести расчёты электрической нагрузки микрорайона;
4. выбрать тип и место, расположения трансформаторной подстанции;
5. разработать схему электроснабжения всех потребителей;
6. рассчитать сеть электроснабжения;
7. рассчитать токи короткого замыкания;
8. выбрать необходимое электрооборудования электроснабжения.

## **1 Основные требования при проектировании электросети жилого массива.**

При выполнении проектирования электрической сети должно быть выполнено [3]:

1. надёжное обеспечение качественной электроэнергией всех потребителей данного жилого массива;
2. внедрение современных технических решений по обеспечению снижения трудоёмкости и финансовых затрат по обслуживанию данного участка электроснабжения;
3. рациональное использование территории;
4. при проектировании применять типовые прогрессивные проекты, серийное оборудование российского производства;
5. охрана окружающей среды.

Согласно требованиям ПАО «Россети», о единой технической политике в электросетевом комплексе от 2016 года, все вновь монтируемые внутригородские электрические сети должны быть выполнены с номинальным напряжением 10 кВ.

При проектировании должна быть возможность поэтапного развития схемы электроснабжения по мере роста нагрузки, без коренного изменения электросетевых сооружений на каждом этапе [8].

Система электроснабжения жилого массива должна быть спроектирована так, чтобы в нормальном режиме работы все элементы системы находились с максимально возможной нагрузочной способностью [3].



## **2 Характеристика участка электроснабжения.**

### **2.1 Климатические особенности микрорайона.**

Климат местности расположения жилого массива - умеренно континентальный, с быстрой сменой холодной зимы на жаркое лето.

Среднегодовая температура воздуха района (+5,1) °С, средняя температура в июле месяце (+21) °С, с максимальной температурой (+40) °С; средняя температура в январе месяце (-11) °С, абсолютный минимум (-43,4) °С;

Среднегодовое количество осадков – 492 мм, треть из них приходится на холодный период года. Воздухов данной местности составляет 80-85 % в холодный период года и 55-70% в тёплый.

Среднегодовая скорость ветра - 3,9 м/с.

Местность относится к III району по ветровому давлению и IV по гололеду.

### **2.2 Существующая схема внешнего электроснабжения.**

Для электроснабжения микрорайона «Берёзовка», по заказу администрации городского округа Тольятти, компанией ЗАО «Энергетика и связь строительства», построена ПС 110/35/10 кВ, с номинальными данными, указанными в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Условия присоединения к энергосистеме

Источник питания	ПС-110/35/10 кВ 2×25 МВА
Расстояние до источника питания	450 м
Напряжение источника питания	10 кВ
Тип питающей линии	КЛ
Ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ источника питания	10,3 кА

### 2.3 Этапы строительства жилого микрорайона.

Застройку и заселение жилого массива по плану заказчика планируется производить поэтапно. Этапы строительства жилых объектов показаны на рисунке 2.1, и их количество указаны в таблице 2.1

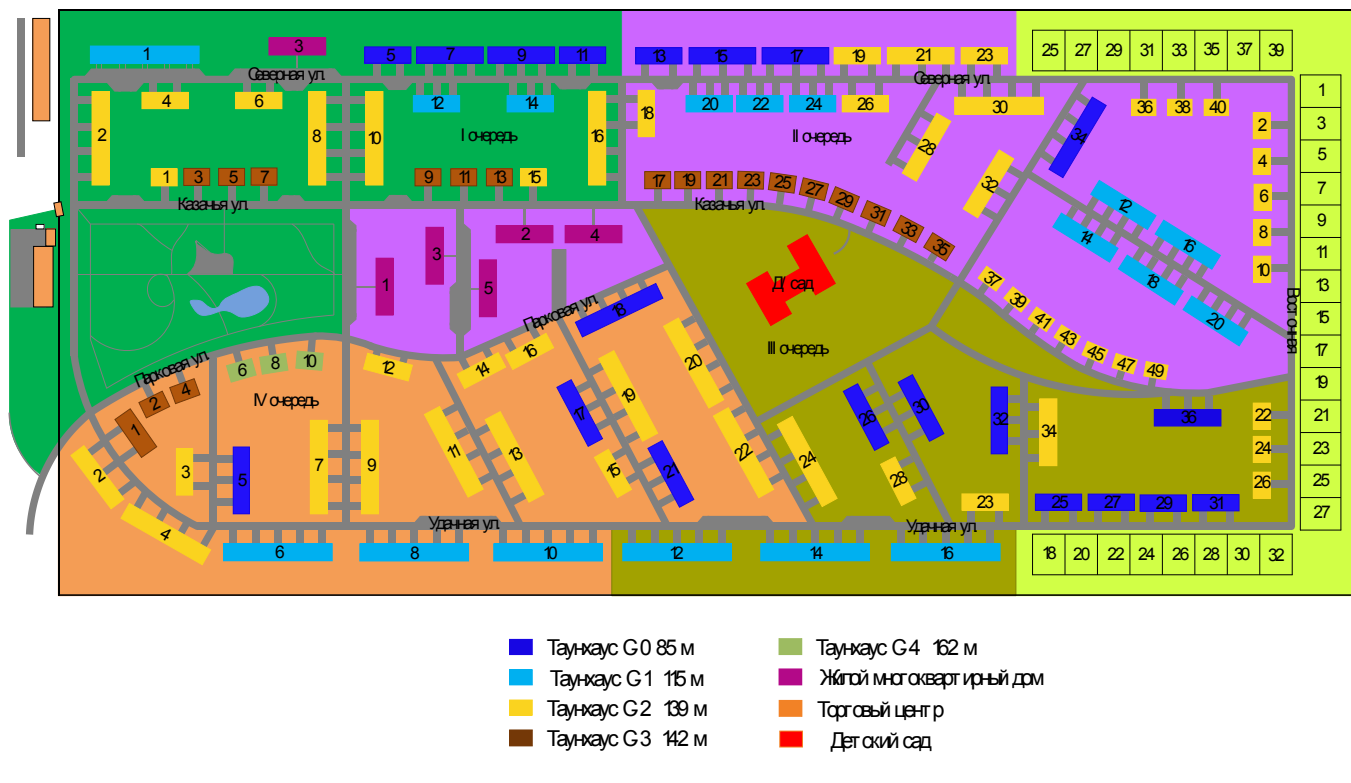


Рисунок 2.1 – План очередности застройки микрорайона

Таблица 2.1 – Основные потребители жилого массива

Потребитель электроэнергии	Количество домов шт.	Категория эл. потребителей.
Таунхаус С-0	106	III
Таунхаус С-1	144	
Таунхаус С-2	234	
Таунхаус С-3	40	
Таунхаус С-4	6	
Многоквартирный дом	6	III

Земельный участок	20	III
-------------------	----	-----

Продолжение таблицы – 2.1

Детский сад	1	II
Торговый центр	1	II
Автомойка	1	III
Уличное освещение	-	III

### 3 Расчёт электрических нагрузок микрорайона.

#### 3.1 Расчёт электрической нагрузки жилых строений микрорайона.

При расчёте электрической нагрузки потребителей жилого микрорайона пользуемся расчётными значениями нагрузок жилых строений, по типовым проектам [9] указанным в таблице 3.1; 3.2; 3.3.

Таблица 3.1 – Исходные данные одной единицы строения для расчёта электрической нагрузки

Потребитель электроэнергии	Кол-во домов	$S_{\text{дома}}, \text{ м}^2$	$P_{\text{расч}}, \text{ кВт}$	$\cos\phi$	$\text{tg}\phi$	$k_c$	Категория эл. потреб.
Таунхаус С-0	106	85	10	0,96	0,29	0,8	III
Таунхаус С-1	144	115					
Таунхаус С-2	234	139					
Таунхаус С-3	40	142					
Таунхаус С-4	6	162	15			0,65	
Многоквартирный дом	6	6×40	1,4			0,96	
		6×52					
		6×61					
		6×63					
Земельный участок	20	800	15	0,65	III		

В расчёте удельной расчетной нагрузки одной квартиры в жилом многоквартирном доме учитываем нагрузку на освещение общедомовых помещений [9].

Таблица 3.2 – Коэффициенты одновременности для жилых помещений с повышенной комфортностью (таунхаусов)

Характеристика квартир	K <sub>0</sub> , при числе квартир						
	1-5	6	9	12	15	18	24
С электроплитами	1	0,51	0,38	0,32	0,29	0,26	0,24

Таблица 3.3 – Удельные расчетные электрические нагрузки общественных зданий

Общественные здания	Единица измерения	P <sub>уд</sub> кВт	Расчётное значение	k <sub>c</sub>	K <sub>0</sub>	cosφ	tgφ	Категория эл.потреб.
Детский сад	кВт/ место	0,46	90	-	-	0,97	0,25	II
Торговый центр	кВт/м <sup>2</sup>	0,25	700	-	-	0,8	0,75	II
Автомойка	кВт/место	2,5	2	-	-	0,8	0,75	III

Согласно СП по «Проектированию и монтажу электроустановок жилых и общественных зданий» от 2003 года расчетную нагрузку питающей линии, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников определяем по выражениям 3.1; 3.2; 3.3; 3.4:

Для расчёта нагрузки жилых многоквартирных домов пользуемся выражением 3.1:

$$P_{\text{расчКВ}} = P_{\text{квуд}} \times n, \quad (3.1)$$

где P<sub>расч.КВ</sub> – расчётная нагрузка 1 квартиры;

P<sub>кв уд</sub> – удельная электрическая нагрузка квартиры, указанная в таблице 3.1;

n – число квартир, подключенных к питающей линии.

Для расчёта нагрузки таунхаусов пользуемся выражением 3.2:

$$P_{\text{расчТХ}} = P_{\text{ТХзаяв}} \times n \times k_c, \quad (3.2)$$

где  $P_{\text{ТХ заяв}}$  – заявленная мощность одного таунхауса (на одного хозяина), указанная в таблице 3.1;

$n$  – число таунхаусов подключенных к питающей линии;

$k_c$  – коэффициент спроса;

Для проведения расчёта нагрузки общественных зданий пользуемся выражением 3.3:

$$P_{\text{расчОЗ}} = P_{\text{ОЗуд}} \times m, \quad (3.3)$$

где  $P_{\text{ОЗ уд}}$  – удельная расчётная мощность общественных зданий, указанная в таблице 3.3;

$m$  – количество мест или площадь;

Реактивную мощность потребителя рассчитываем по выражениям 3.4; 3.5:

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \times \text{tg}\varphi, \quad (3.4)$$

$$Q_{\text{расч}} = \sqrt{S_{\text{расч}}^2 - P_{\text{расч}}^2}, \quad 3.5$$

Полную мощность потребителя рассчитываем по выражениям 3.6; 3.7:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{расч}}}{\cos\varphi}, \quad 3.6$$

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}, \quad 3.7$$

### 3.2 Расчёт электрической нагрузки уличного освещения микрорайона.

Расчет потребляемой мощности освещения микрорайона.

Наружное освещение улиц и дворов должно обеспечить безопасное движение людей и транспортных средств в темное время суток и определяется нормами освещённости улиц и дворов [10].

С экономической точки зрения, для освещения улиц и придомовой территории в светильниках применяем высокоэкономичные светодиодные лампы в шарообразном светильнике на высоте 3 метров. Основные данные для расчёта нагрузки освещения заносим в таблицу – 3.4. [11]

Общая длина улиц и прилегающей территории микрорайона составляет 6630 метра и шириной 10 метров (5 метров ширина проезжей части и по 2,5 метра с каждой стороны проезжей части, а также парковочная зона).

Общая длина дорожек в парковой зоне составляет 1030 метров с шириной 2 метра.

Для расчёта необходимого количества светильников, (для освещения улиц применяем светодиодные лампы, мощностью 40 Вт, для освещения парковой территории – 20 Вт) пользуемся выражением 3.8:

$$N = E \times S \times z \times k / (F \times n), \quad (3.8)$$

где N – количество светильников;

E – показатель минимальной освещённости, измеряется в люксах (лк), для улиц равен 10, для парковой территории 7;

S – площадь освещения, м<sup>2</sup>;

z – показатель неравномерности освещения территории для светодиодных ламп равен 1,1;

$k$  – коэффициент запаса для снижения яркости ламп. Для светодиодной лампы равен 1,2;

$F$  – показатель излучаемого света в люменах (лм), указан в технической документации светильника;

$n$  – показатель отражения от асфальтового покрытия равен 0,5; от газона 0,3.

$$F = P \times K, \quad (3.9)$$

где  $P$  – мощность лампы, Вт;

$K$  – коэффициент светимости на 1 Вт, 90 лм/Вт.

$$F = 40 \times 90 = 3600 \text{ лм,}$$

Рассчитываем необходимое количество фонарей для освещения проезжей части и прилегающей территории микрорайона согласно выражению 3.8:

$$N = 10 \times 66300 \times 1,1 \times \frac{1,2}{3600 \times 0,5} = 486 \text{ фонарей,}$$

Рассчитываем необходимое количество фонарей для парковой зоны аналогичным методом и полученные значения заносим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчётные данные электрической нагрузки микрорайона

Наименование потребителя			$P_{\text{расч}}$ кВт	$\cos\phi$	$\text{tg}\phi$	$k_c$	$k_o$	$\Sigma P_{\text{расч}}$ кВт	$\Sigma Q_{\text{расч}}$ кВАр	$\Sigma S_{\text{расч}}$ кВА
Расчётные данные нагрузки жилых домов										
Таунхаус С-0	106	дом	10	0,96	0,29	0,8	1	848	245,9	883,3
Таунхаус С-1	144	дом	10	0,96	0,29	0,8	1	1152	334,1	1200,0
Таунхаус С-2	234	дом	10	0,96	0,29	0,8	1	1872	542,9	1950,0



Таунхаус С-3	40	дом	10	0,96	0,29	0,8	1	320	92,8	333,3
Таунхаус С-4	6	дом	15	0,96	0,29	0,65	1	58,5	17,0	60,9

Продолжение таблицы 3.4

Многоквартир. д	144	дом	1,4	0,96	0,29	1	1	201,6	58,5	210,0
Земел. уч.	20	уч.	15	0,96	0,29	0,65	1	195	56,6	203,1
Σ								4647,1	1347,7	4840,7
Расчётные данные нагрузки уличного освещения микрорайона										
проезжая часть	486	лампа	0,04	0,95	0,32	1	1	19,44	6,2	20,5
парковая зона	35	лампа	0,02	0,95	0,32	1	1	0,7	0,2	0,7
Σ								20,14	6,4	21,2
Расчётные данные нагрузки общественных зданий										
Д/С	150	чел.	0,46	0,97	0,25	1	1	96,6	24,2	99,6
Котельная Д/С	1	ед.	16	0,8	0,75	0,7	0,5	5,6	4,2	7
Σ								102,2	28,4	106,6
Т/Ц	700	м <sup>2</sup>	0,25	0,8	0,75	1	1	175	131,3	218,8
Автомойка	2	ед.	2,5	0,8	0,75	1	1	5	3,8	6,3
Σ								221,4	145,4	267,7
Σ расч.микр.								4949,4	1517,5	5193,5

## 4 Расчёт мощности трансформаторов.

### 4.1 Расчёт мощности трансформаторов и их количество для потребителей III категории.

Количество трансформаторных подстанций – ТП и мощность трансформаторов сильно влияют на технико-экономические показатели электроснабжения микрорайона [14].

Для расчёта ориентировочной мощности трансформаторов, для электроснабжения потребителей III категории, воспользуемся выражением 4.1:

$$\sigma = \frac{S_{\text{расч.мкр}}}{F_{\text{мкр}}}, \quad 4.1$$

где  $\sigma$  – плотность нагрузки в микрорайоне, кВА/км<sup>2</sup>.

$S_{\text{расч.мкр}}$  – расчётная полная мощность микрорайона, кВА;

$F_{\text{мкр}}$  – общая площадь микрорайона, равная 0,45 км<sup>2</sup>.

Пользуясь таблицей 3.4 определяем расчётную мощность микрорайона потребителей III категории электроснабжения:

$$S_{\text{расч.мкр}} = S_{\text{расч.жд}} + S_{\text{расч.об.зд}} S_{\text{расч.ул.о}} = 4840,7 + 21,2 = 4862 \text{ кВА},$$

$$\sigma = \frac{4862}{0,45} = 10804 \frac{\text{кВА}}{\text{км}^2},$$

Рентабельную мощность трансформаторов в ТП рассчитываем по выражению 4.2, с учётом загрузки одотрансформаторных ПС 0,95 для потребителей III категории:

$$S_{\text{Тр.эк}} = 1,45 \times \sqrt[3]{\sigma^2}, \quad (4.2)$$

$$S_{Tr.эк} = 1,45 \times \sqrt[3]{10804^2} = 709 \text{ кВА},$$

Принимаем к расчёту два варианта ближайших номинальных трансформатора со стандартной мощностью 630 и 1000 кВА.

Рассчитываем количество ТП для электроснабжения жилых домов микрорайона для первого и второго варианта по выражению 4.3:

$$N_{ТП} = \frac{S_{расч.мкр}}{k_3 \times N_{Tr} \times S_{ном.Tr}} \quad (4.3)$$

для первого варианта:

$$N_{ТП} = \frac{4862}{0,9 \times 1 \times 630} = 8,5 \sim 9,$$

для второго варианта:

$$N_{ТП} = \frac{4862}{0,9 \times 1 \times 1000} = 5,4 \sim 6,$$

К расчёту принимаем для первого варианта - 9 ТП с мощностью трансформаторов 630 кВА, а для второго варианта - 6 ТП с мощностью трансформаторов 1000 кВА.

#### **4.2 Расчёт мощности трансформаторов для потребителей II категории.**

Рассчитываем мощность ТП для питания потребителей II категории электроснабжения. Потребители II категории будут подключены к двухтрансформаторной ПС [12], мощность трансформаторов будем рассчитывать по выражению 4.4:

$$k_3 = \frac{S_{расч.ТП}}{S_{ном.Tr} \times N_{Tr}}, \quad (4.4)$$

где  $k_3$  – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы ТП, который должен составлять не более 0,7,

$S_{\text{расч.ТП}}$  – расчетная мощность ТП, для потребителей Пкатегории, указанная в таблице 3.4;

$S_{\text{ном.Тр}}$  – наибольшая стандартная мощность трансформатора, в справочной литературе, кВА;

$N_{\text{Тр}}$  – количество трансформаторов в ТП, в нашем случае 2.

Рассчитываем коэффициент загрузки одного трансформатора в послеаварийном режиме (при аварийном отключении одного трансформатора и работе АВР на стороне 0,4 кВ, когда вся нагрузка на оставшемся в работе трансформаторе) по выражению 4.5:

$$k_{3.ПА} = \frac{S_{\text{расч.ТП}}}{S_{\text{ном.Тр}} \times (N_{\text{Тр}} - 1)}, \quad (4.5)$$

где  $k_{3.ПА}$  – допустимый коэффициент перегруза трансформатора в послеаварийном режиме, который не должен превышать 1,4.

Пользуясь таблицей 3.4 определяем потребляемую мощность детского сада с котельной, предназначенной для отопления и горячего водоснабжения детского сада и выбираем ближайшую типовую мощность трансформатора, равную 100 кВА [22]. Проверяем выбранный трансформатор по нагрузочной способности по выражениям 4.4; 4.5:

$$k_3 = \frac{106,6}{100 \times 2} = 0,53,$$

$$k_{3.ПА} = \frac{106,6}{100 \times (2-1)} = 1,1.$$

Выбранный трансформатор с мощностью 100 кВА удовлетворяет всем требованиям в нормальном и послеаварийном режиме работы.

Трансформаторы для питания торгового центра выбираем аналогичным методом и полученные значения заносим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Технические данные трансформаторов

Потребитель	Тип Тр.	$S_{\text{ном}}$ , кВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{ХХ}}$ , кВт	$P_{\text{КЗ}}$ , кВт	$U_{\text{КЗ}}$ , %	$I_{\text{ХХ}}$ , %
Жил. дома 1 вариант сх.	ТМ630/10	630	10/0,4	1,31	7,6	5,5	2
Жил. дома 2 вариант сх.	ТМ1000/10	1000	10/0,4	2,45	11	5,5	1,4
Д/С	ТМ100/10	100	10/0,4	0,33	1,97	4,5	2,6
ТЦ	ТМ250/10	250	10/0,4	0,74	3,7	4,5	2,3

## **5 Выбор схемы электроснабжения микрорайона.**

При проектировании распределительной сети 10 кВ для электропотребителей II категории рекомендуется сочетание петлевых схем, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП и петлевых схем 0,4 кВ для питания, потребителей, при этом линии 0,4 кВ могут быть присоединены как к одной, так и к разным ТП [19].

ТП 10 кВ надлежит выполнять с одной секционированной системой шин с питанием по взаиморезервируемым линиям, подключенных к разным секциям, с применением устройства АВР на секционном выключателе.

Схема распределительной сети 10 кВ должна выполняться с условием, исключающим включения секции сборных шин ЦП в нормальном и послеаварийном режиме на параллельную работу.

«Электропотребители III категории допустимо подключать от одного источника питания, с возможным перерывом питания на время, необходимое для подачи временного питания, но не более чем на одни сутки» [5].

Предполагаемая схема электроснабжения потребителей микрорайона показана на рисунке 5.1.

При петлевой, замкнутой или радиальной схеме распределительной сети 10 кВ должны применяться ТП с одним трансформатором.

При проектировании распределительной сети 10 кВ для электропотребителей III категории рекомендуется сочетание петлевых линий 10 кВ и радиальных линий 0,4 кВ к потребителям.

Согласно требованиям «Единой технической политике ФСК ЕЭС» для местных потребителей микрорайона, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий, компенсация реактивной мощности не требуется.

Распределение электроэнергии к силовым распределительным щиткам сети электрического освещения необходимо осуществлять по магистральной схеме [11].

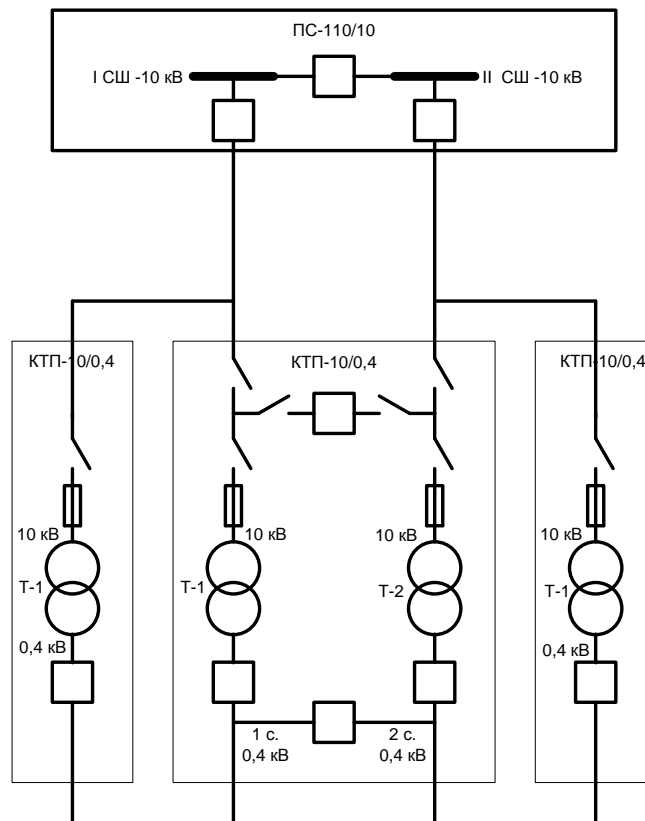


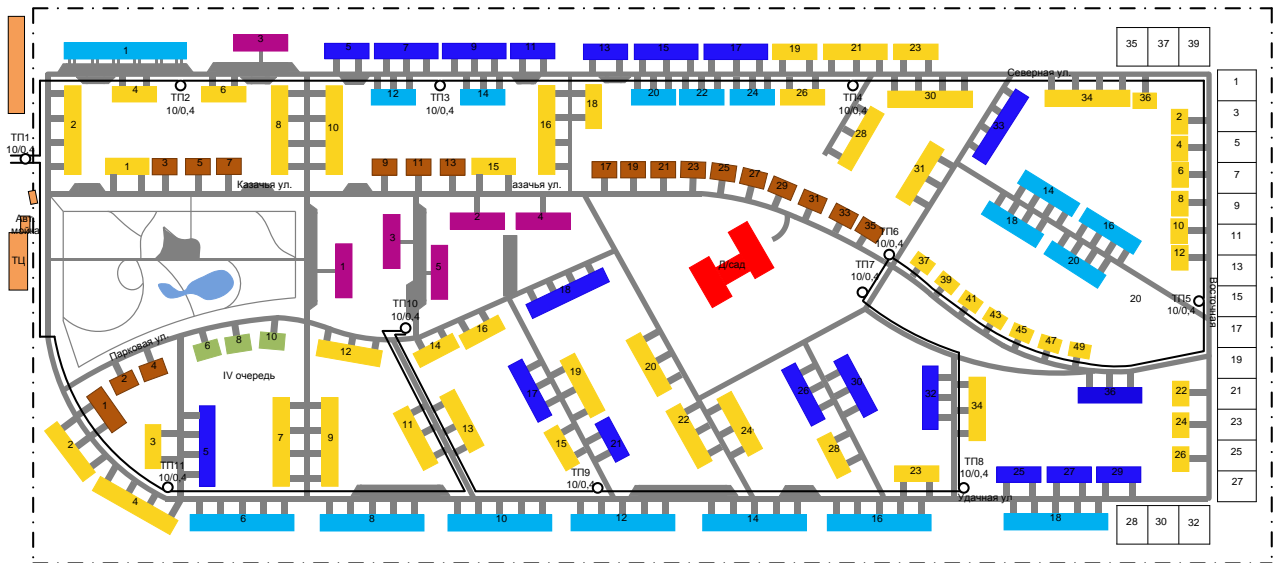
Рисунок 5.1 – Схема сети 10 кВ с подключением потребителей II и III категорией

«При проектировании линий электропередач 0,4 кВ длина кабельной линии не должна превышать 500 метров от центра питания до наиболее удаленной точки, для линий 10 кВ – 10000 метров, а нагрузка на этой линии не может превышать допустимые 250 А. Напряжение в точке питания потребителя необходимо обеспечить в диапазоне  $\pm 10\%$  от номинального значения» [5].

«Для безопасного электроснабжения потребителей, сеть 0,4 кВ выполняем пятипроводной с разделенными рабочим и защитным нолями по системы TN-S. Эта система обладает высоким уровнем электробезопасности людей и оборудования. Для подключения обоих нулевых проводников на ТП 10/0,4 кВ планируется выполнить глухозаземленную нейтраль трансформатора» [5].

Развитие схемы электроснабжения, с экономической точки зрения, планируется производить поэтапно, согласно очередности застройки микрорайона, показанной на рисунке 2.1.

План сети электроснабжения микрорайона по стороне 10/0,4 кВ показан на рисунках 5.2; 5.3 для двух вариантов схем.



а)



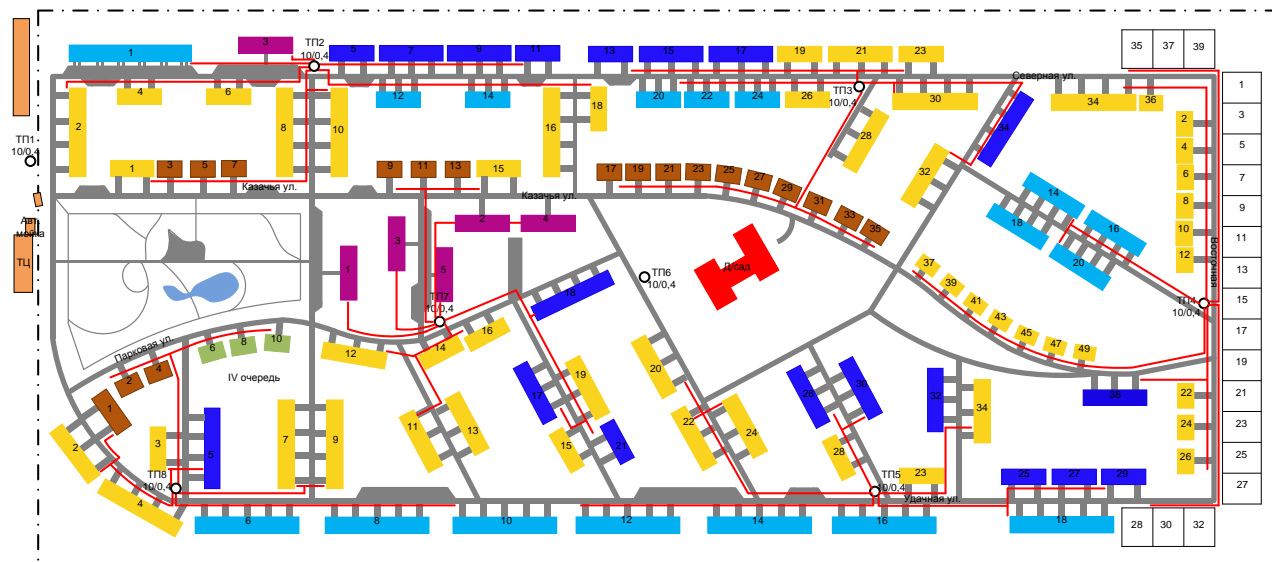
б)

Рисунок 5.2 – План расположения ТП вариант 1, а) сети 10 кВ, б) сети 0,4 кВ





а)



б)

Рисунок 5.3 – План расположения ТП, вариант 2, а) сети 10 кВ, б) сети 0,4 кВ

## 6 Расчёт мощности нагрузки, подключенной к ТП для двух вариантов схем электроснабжения.

Для расчёта нагрузки, подключенной к ТП 10/0,4 кВ в жилом микрорайоне, используем таблицу 3.4 и варианты схем электроснабжения, показанных на рисунке 5.2; 5.3 и по выражениям 3.1 – 3.7 составляем таблицу 6.1; 6.2 – нагрузок приходящихся на ТП для двух вариантов схем.

Таблица 6.1 – Нагрузка на ТП для 1 варианта схемы

Наименование КЛ	Наименование потребителя	Кол. зданий	$\Sigma P_{\text{расч}}$ кВт	$\Sigma Q_{\text{расч}}$ кВАр	$\Sigma S_{\text{расч}}$ кВА	
<b>ТП1</b>						
Л1-0,4 кВ	Т/Ц	700	175	131,3	218,8	
Л2-0,4 кВ	Автомойка	2	5	3,8	6,3	
$\Sigma$			180	135	225,0	
<b>ТП2</b>						
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2	12	96	27,8	100,0	
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-1	12	96	27,8	100,0	
Л3-0,4 кВ	Многоквартирный дом	24	33,6	9,7	35,0	
Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-2	12	96	27,8	100,0	
Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3	10	80	23,2	83,3	
$\Sigma$			401,6	116,5	418,3	
<b>ТП3</b>						
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	14	112	32,5	116,7	
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0	10	80	23,2	83,3	
Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0	14	112	32,5	116,7	
Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	18	144	41,8	150,0	
Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3	10	80	23,2	83,3	
$\Sigma$			528	153,1	550,0	
<b>ТП4</b>						
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	22	176	51,0	183,3	
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	16	128	37,1	133,3	
Л3-0,4 кВ	1 уч.	Таунхаус С-2	10	80	23,2	83,3
	2 уч.	Земельный участок	3	29,25	8,5	30,5
Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-2	14	112	32,5	116,7	
$\Sigma$			525,25	152,3	547,1	
<b>ТП5</b>						
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2	12	96	27,8	100,0	
Л2-0,4 кВ	Земельный участок	7	68,25	19,8	71,1	

Продолжение таблицы 6.1

Л3-0,4 кВ	Земельный участок		7	68,25	19,8	71,1
Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-2		6	48	13,9	50,0
Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-1		16	128	37,1	133,3
Л6-0,4 кВ	Таунхаус С-1		16	128	37,1	133,3
$\Sigma$				536,5	155,6	558,9
ТП6						
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-3		20	160	46,4	166,7
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		24	192	55,7	200,0
Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		20	160	46,4	166,7
$\Sigma$				512	148,5	533,3
ТП7						
Л1-0,4 кВ	Д/С		210	96,6	24,2	99,6
Л2-0,4 кВ	Котельная Д/С		1	5,6	4,2	7,0
$\Sigma$				102,2	28,4	106,6
ТП8						
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		16	128	37,1	133,3
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		12	96	27,8	100,0
Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0		12	96	27,8	100,0
Л4-0,4 кВ	1 уч.	Таунхаус С-1	10	80	23,2	83,3
	2 уч.	Земельный участок	3	29,25	8,5	30,5
Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		14	112	32,5	116,7
$\Sigma$				541,25	157,0	563,8
ТП9						
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1		20	160	46,4	166,7
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		8	64	18,6	66,7
Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-2		18	144	41,8	150,0
Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-1		20	160	46,4	166,7
$\Sigma$				528	153,1	550,0
ТП10						
Л1-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	9,7	35,0
Л2-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	9,7	35,0
Л3-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	9,7	35,0
Л4-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	9,7	35,0
Л5-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	9,7	35,0
Л6-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		12	96	27,8	100,0
Л7-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		16	128	37,1	133,3
Л8-0,4 кВ	Таунхаус С-2		18	144	41,8	150,0
$\Sigma$				536	155,4	558,3
ТП11						
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-3		14	112	32,5	116,7
Л2-0,4 кВ	1 уч.	Таунхаус С-0	12	96	27,9	100

Продолжение таблицы 6.1

	2 уч.	Таунхаус С-4	6	58,5	17,0	60,9
Л3-0,4 кВ		Таунхаус С-2	16	128	37,1	133,3
Л4-0,4 кВ		Таунхаус С-1, С-2	18	144	41,8	150,0
$\Sigma$				538,5	156,2	560,9

Таблица 6.2 – Нагрузка на ТП для 2 варианта схемы

Наименование КЛ	Наименование потребителя	Кол. зданий	$\Sigma P_{расч}$ кВт	$\Sigma Q_{расч}$ кВАр	$\Sigma S_{расч}$ кВА
ТП1					
Л1-0,4 кВ	Т/Ц	700	175	131,3	218,8
Л2-0,4 кВ	Автомойка	2	5	3,8	6,3
$\Sigma$			180	135,0	225,0
ТП2					
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2	16	128	37,1	133,3
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-1	12	96	27,8	100,0
Л3-0,4 кВ	Многоквартирный дом	24	33,6	9,7	35,0
Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-0	20	160	46,4	166,7
Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	24	192	55,7	200,0
Л6-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3	26	208	60,3	216,7
$\Sigma$			817,6	237,1	851,7
ТП3					
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	22	176	51,0	183,3
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	30	240	69,6	250,0
Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	22	176	51,0	183,3
Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-3	20	160	46,4	166,7
$\Sigma$			752	218,1	783,3
ТП4					
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1	16	128	37,1	133,3
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-1	16	128	37,1	133,3
Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-2	22	176	51,0	183,3
Л4-0,4 кВ	Земельный участок	10	97,5	28,3	101,6
Л5-0,4 кВ	Земельный участок	10	97,5	28,3	101,6
Л6-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	12	96	27,8	100,0
Л7-0,4 кВ	Таунхаус С-2	14	112	32,5	116,7
$\Sigma$			835	242,2	869,8
ТП5					
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2	22	176	51,0	183,3
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	16	128	37,1	133,3
Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	16	128	37,1	133,3
Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-1	32	256	74,2	266,7
Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-0	20	160	46,4	166,7

Продолжение таблицы 6.2

$\Sigma$			848	245,9	883,3
ТП6					
Л1-0,4 кВ	Д/С		210	96,6	99,6
Л2-0,4 кВ	котельная Д/С		1	5,6	7,0
$\Sigma$			102,2	28,4	106,6
ТП7					
Л1-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	35,0
Л2-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	35,0
Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3		10	80	83,3
Л4-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	35,0
Л5-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	35,0
Л6-0,4 кВ	Многоквартирный дом		24	33,6	35,0
Л7-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		28	224	233,3
Л8-0,4 кВ	Таунхаус С-2		26	208	216,7
$\Sigma$			680	197,2	708,3
ТП8					
Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3		18	144	150,0
Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2		12	96	100,0
Л3-0,4 кВ	1 уч.	Таунхаус С-3	4	32	33,3
	2 уч.	Таунхаус С-4	6	58,5	60,9
Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2		26	208	216,7
Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-2		20	160	166,7
$\Sigma$			698,5	202,6	727,6

## 7 Расчёт кабельных линий.

### 7.1 Выбор марки кабеля в сети 10 и 0,4 кВ.

«Кабельные линии для электроснабжения микрорайона применяем современные, хорошо зарекомендовавшие себя кабели, с изоляцией из сшитого полиэтилена» [15].

Кабельные линии 10 кВ используем трёхжильный алюминиевый кабель марки АПвБП. Это бронированный кабель с полиэтиленовой изоляцией между жилами внешней оболочкой из ПВХ пластиката со стальной бронёй из двух оцинкованных лент. Внешний вид кабеля указан на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Внешний вид кабеля АПвБП

Кабельные линии 0,4 кВ от ТП до групповых распределительных щитков применяем пятижильный кабель с медными жилами марки ПвБбШв, выполненный из ПВХ изоляцией и бронёй из оцинкованной ленты. Внешний вид кабеля указан на рисунке 7.2.

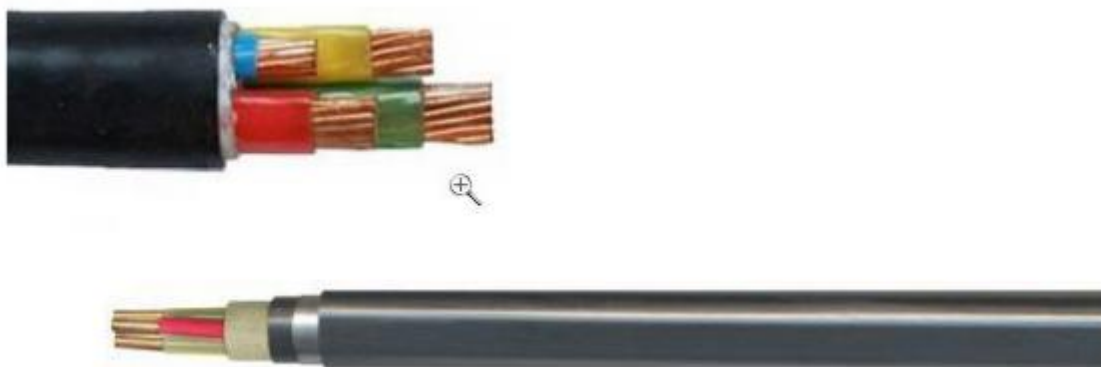


Рисунок 7.2 – Внешний вид кабеля ПвБбШв

Выбранный тип кабеля предназначен для прокладки в траншеях при высокой коррозионной активности грунтов.

## 7.2 Расчёт сечения жилы КЛ 10 кВ.

Рассчитываем ток расчётной нагрузки жилого микрорайона в максимальном послеаварийном режиме [1], когда режим питания микрорайона производится от одного фидера ПС-110/35/10 «Берёзовка», пользуясь таблицей расчётных данных, указанных в таблице 3.4 и 6.1:

$$I_{\text{авар.}} = \frac{S_{\text{расч.}}}{\sqrt{3} \times (n - 1) \times U_{\text{ном}}}, \quad (7.1)$$

где  $n$  – количество кабельных линий, по которым осуществляется электроснабжение;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение электросети.

Рассчитываем длительно допустимый ток в линии:

$$I_{\text{доп.}} = \frac{I_{\text{авар.}}}{k_{\text{пер.}} \times k_{\text{сниж.}} \times k'}, \quad (7.2)$$

где  $k_{\text{пер.}}$  – коэффициент перегрузки для кабеля с ПВХ изоляцией, продолжительностью до 6 часов равен 15%;

$k_{\text{сниж.}}$  – коэффициент снижения, зависящий от температуры земли (+15) °С и воздуха (+21) °и нормированной температуры жил кабеля из ПВХ изоляции равный (+80) °С – до 0,92;

$k$  – коэффициент зависимости от количества проложенных КЛ в одной траншее, в данном случае равен 1.

Рассчитываем ток в кабельной линии, выполненной по петлевой схеме питания потребителей для 1 и 2 варианта схемы, где от одного фидера питающей ПС запитаны все ТП по выражению:

$$I_{\text{авар.}} = \frac{5193,5}{\sqrt{3} \times (2 - 1) \times 10} = 300 \text{ А,}$$

$$I_{\text{доп.}} = \frac{300}{1,15 \times 0,92 \times 1} = 283,5 \text{ А,}$$

По справочным данным ПУЭ для прокладки в земле выбираем трёхжильный кабель марки АПвБП с площадью поперечного сечения жил  $3 \times 120 \text{ мм}^2$ .

Таблица 7.1 – Номинальных данные кабеля АПвБП  $3 \times 120 \text{ мм}^2$

Марка кабеля	АПвБП $3 \times 120$	
$U_{\text{ном}}$	кВ	10
$U_{\text{макс}}$	кВ	15
$I_{\text{ном}}$ в земле	А	295
Строительная длина	метр	400
$r_0$ кабеля	Ом/км	0,258
$x_0$ кабеля	Ом/км	0,081

### 7.3 Расчёт сечения жилы КЛ 0,4 кВ.

Расчёт токовой нагрузки линии 0,4 кВ от ТП до групповых распределительных щитков торгового центра и детского сада производим аналогично выбора КЛ-10 кВ по выражению 7.1; 7.2, а для КЛ жилых домов по выражению 7.3 [15, 16]:



$$I_{\text{макс.}} = \frac{S_{\text{расч.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}, \quad (7.3)$$

где  $I_{\text{макс.}}$  – максимальный расчётный ток в КЛ 0,4 кВ до группового распределительного щитка;

$S_{\text{расч.}}$  – расчётная мощность для участка электроснабжения, данные которого указаны в таблице 6.1 и 6.2, для двух вариантов схем.

Для КЛ-0,4 кВ ТП2  $I_{\text{макс}}$  равен:

$$I_{\text{макс. Л1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 0,380} = 144,3 \text{ А,}$$

Для остальных КЛ, расчёты максимального тока КЛ-0,4 кВ выполняем аналогично, а полученные значения заносим в таблицы 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1 –Токовая нагрузка для КЛ – 0,4 кВ, первого вариант схемы

	Наименование КЛ	Наименование потребителя	$\Sigma S_{\text{расч}}$ кВА	$I_{\text{расч.}}$ А	S жилы мм <sup>2</sup>
ТП1	Л1-0,4 кВ	Т/Ц	218,8	315,7	5×95
	Л2-0,4 кВ	Автомойка	6,3	9,0	5×4
ТП2	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2	100,0	144,3	5×25
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-1	100,0	144,3	5×25
	Л3-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-2	100,0	144,3	5×25
	Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3	83,3	120,3	5×25
ТП3	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	116,7	168,4	5×35
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0	83,3	120,3	5×25
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0	116,7	168,4	5×35
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	150,0	216,5	5×50
	Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3	83,3	120,3	5×35
ТП4	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	183,3	264,6	5×70
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	133,3	192,5	5×50
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-2	83,3	120,3	5×25
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-2	116,7	168,4	5×35

Продолжение таблицы 7.1

ТП5	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2	100,0	144,3	5×25
	Л2-0,4 кВ	Земельный участок	71,1	102,6	5×16
	Л3-0,4 кВ	Земельный участок	71,1	102,6	5×16
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-2	50,0	72,2	5×10
	Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-1	133,3	192,5	5×50
	Л6-0,4 кВ	Таунхаус С-1	133,3	192,5	5×50
ТП6	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-3	166,7	240,6	5×70
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	200,0	288,7	5×95
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	166,7	240,6	5×70
ТП7	Л1-0,4 кВ	Д/С	99,6	143,7	5×25
	Л2-0,4 кВ	котельная Д/С	7,0	10,1	5×4
ТП8	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	133,3	192,5	5×50
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	100,0	144,3	5×25
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0	100,0	144,3	5×25
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-1	113,8	164,3	5×35
	Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	116,	168,4	5×35
ТП9	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1	166,7	240,6	5×70
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	66,7	96,2	5×16
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-2	150,0	216,5	5×50
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-1	166,7	240,6	5×70
ТП10	Л1-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л2-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л3-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л4-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л5-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л6-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	100,0	144,3	5×25
	Л7-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	133,3	192,5	5×50
	Л8-0,4 кВ	Таунхаус С-2	150,0	216,5	5×50
ТП11	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-3	116,7	168,4	5×35
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0	160,9	232,3	5×70
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-2	133,3	192,5	5×50
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	150,0	216,5	5×50

Таблица 7.2 – Токовая нагрузка для КЛ – 0,4 кВ, второго вариант схемы

	Наименование КЛ	Наименование потребителя	$\Sigma S_{\text{расч}}$ кВА	$I_{\text{расч}}$ А	S ЖИЛЫ мм <sup>2</sup>
ТП1	Л1-0,4 кВ	Т/Ц	218,8	315,7	5×95
	Л2-0,4 кВ	Автомойка	6,3	9,0	5×4

Продолжение таблицы 7.2

ТП2	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2	133,3	192,5	5×50
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-1	100,0	144,3	5×25
	Л3-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-0	166,7	240,6	5×70
	Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	200,0	288,7	5×95
	Л6-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3	216,7	312,7	5×95
ТП3	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	183,3	264,6	5×70
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	250,0	360,8	5×120
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	183,3	264,6	5×70
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-3	166,7	240,6	5×70
ТП4	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-1	133,3	192,5	5×50
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-1	133,3	192,5	5×50
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-2	183,3	264,6	5×70
	Л4-0,4 кВ	Земельный участок	101,6	146,6	5×25
	Л5-0,4 кВ	Земельный участок	101,6	146,6	5×25
	Л6-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	100,0	144,3	5×25
	Л7-0,4 кВ	Таунхаус С-2	116,7	168,4	5×35
ТП5	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2	183,3	264,6	5×70
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	133,3	192,5	5×50
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	133,3	192,5	5×50
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-1	266,7	384,9	5×120
	Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-0	166,7	240,6	5×70
ТП6	Л1-0,4 кВ	Д/С	99,6	143,7	5×25
	Л2-0,4 кВ	котельная Д/С	7,0	10,1	5×4
ТП7	Л1-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л2-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3	83,3	120,3	5×25
	Л4-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л5-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л6-0,4 кВ	Многоквартирный дом	35,0	50,5	5×6
	Л7-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	233,3	336,8	5×120
	Л8-0,4 кВ	Таунхаус С-2	216,7	312,7	5×120
ТП8	Л1-0,4 кВ	Таунхаус С-2, С-3	150,0	216,5	5×50
	Л2-0,4 кВ	Таунхаус С-0, С-2	100,0	144,3	5×25
	Л3-0,4 кВ	Таунхаус С-3	94,2	136	5×25
	Л4-0,4 кВ	Таунхаус С-1, С-2	216,7	312,7	5×120
	Л5-0,4 кВ	Таунхаус С-2	166,7	240	5×70

По полученным значениям токовых нагрузок выбираем сечения жилы кабеля согласно требованиям ПУЭ [1]. Технические характеристики выбранного кабеля указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Номинальных данные пятижильного медного кабеля ПвББШв

Параметр	Ед. измерения	ПвББШв									
		4	6	10	16	25	35	50	70	95	120
S	мм <sup>2</sup>	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120
U <sub>ном</sub>	кВ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
U <sub>макс</sub>	кВ	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
I <sub>ном</sub> в земле	А	49	60	90	115	150	180	225	275	330	385
Строительная длина	метр	450	450	450	300	300	300	300	200	200	200
R <sub>0</sub> кабеля	Ом/км	4,5	3,0	1,8	1,1	0,72	0,51	0,36	0,26	0,19	0,03
X <sub>0</sub> кабеля	Ом/км	0,1	0,09	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

#### 7.4 Проверка выбранного сечение жил кабельных линий по потере напряжения.

«Одним из самых важных критериев при расчёте сети электроснабжения жилого массива, состоящего из малоэтажных домов с большой протяжённостью кабельных линий 0,4 кВ, это уровень напряжения у потребителя электроэнергии» [8]. Согласно ПУЭ «уровень напряжения в точке передачи электроэнергии должен составлять (±10) % от номинального напряжения» [1]. Выполняя эти требования, принимаем допустимые потери напряжения от шин 0,4 кВ ТП до самого удаленного потребителя равным 6%, а для кабельной сети 10 кВ при нормальном режиме работы ЭС в – 4%, и во время аварийного режима – 10 %.

Это значение в именованных единицах рассчитаем по выражению:

в сети 10 кВ

$$\Delta U_{\text{доп } 10 \text{ кВ}} = \frac{\Delta U_{\text{доп } 10 \%}}{100} \times U_{\text{ном}} = \frac{4}{100} \times 10 = 0,4 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{\text{авар 10 кВ}} = \frac{\Delta U_{\text{доп 10 \%}}}{100} \times U_{\text{ном}} = \frac{10}{100} \times 10 = 1 \text{ кВ},$$

в сети 0,4 кВ

$$\Delta U_{\text{доп 0,4 кВ}} = \frac{\Delta U_{\text{доп 0,4 \%}}}{100} \times U_{\text{ном}} = \frac{6}{100} \times 0,38 = 0,022 \text{ кВ},$$

где  $\Delta U_{\text{доп}}$  – допустимое падение напряжения в нормальном режиме работы ЭС;

$\Delta U_{\text{авар}}$  – допустимое падение напряжения в аварийном режиме работы ЭС.

Потери напряжения в кабельных линиях 10 кВ и 0,4 кВ определяем по выражениям 7.4; 7.5; 7.6:

$$\Delta U = \frac{r_0}{U} \times M_a + \frac{x_0}{U} \times M_p, \quad (7.4)$$

где  $r_0$  – погонное активное сопротивление КЛ;

$x_0$  – погонное индуктивное сопротивление КЛ;

$M_a$  – суммарный момент активной мощности на участке КЛ, кВт/км, рассчитываем, как:

$$M_a = \sum_{i=1}^n P_i \times l_i, \quad (7.5)$$

$M_p$  – суммарный момент реактивной мощности на участке КЛ, кВар/км, рассчитываем, как:

$$M_p = \sum_{i=1}^n Q_i \times l_i, \quad (7.6)$$

$P_i$  – активная мощность расчетного участка, кВт;

$Q_i$  – реактивная мощность расчетного участка, кВар;

$l_i$  – длина расчетного участка, км;

$n$  – число участков.

Для КЛ-10 кВ, питающейся от 1 секции 10 кВ ПС-110/35/10 «Берёзовка», суммарное падение напряжения на шинах 10 кВ самой удалённой ТПБ1-6, рассчитываем согласно данным, указанным в таблицах 7.1 и 7.2, для нормального и аварийного режима работы. Уровень падения напряжения определяем как сумма падений напряжения на каждом из участков всей цепи. Падение напряжения на участке цепи между шинами 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Берёзовка» и ТП Б 1-2/630 в нормальном режиме работы схемы электросети:

$$M_a = 2503,4 \times 0,45 + 0,18 = 1564,6 \frac{\text{кВт}}{\text{км}},$$

$$M_p = 726 \times 0,45 + 0,18 = 453,7 \frac{\text{кВар}}{\text{км}},$$

$$\Delta U = \frac{0,26}{10} \times 1564,6 + \frac{0,08}{10} \times 453,7 = 44 \text{ В},$$

Остальные расчёты падения напряжения в нормальном и аварийном режиме работы сети [18], на участках линий 10 и 0,4кВ производим аналогичным методом, и полученные значения заносим в таблицы 7.4; 7.5; 7.6; 7.7.

Таблица 7.4 – Расчётные данные падения напряжения на шинах 10 кВ ТП, для первого варианта схемы

КЛ 10 кВ	$\Sigma P$ расч кВт	$\Sigma Q_{\text{расч}}$ кВар	$\Sigma P_{\text{авар}}$ кВт	$\Sigma Q_{\text{авар}}$ кВар	$R_0$	$X_0$	L км	$M_a$ кВт/км	$M_p$ кВар/км	$\Delta U$ В	$M_{a\text{авар}}$ кВт/км	$M_{p\text{авар}}$ кВар/км	$\Delta U_{\text{авар}}$ В
Питание от 1 фидер 10 кВ													
Л1.1			4949,4	1517,5	0,26	0,08	0,45				2227,2	682,9	63,0
Л1.2	2503,4	726,0	4769,4	1382,5	0,26	0,08	0,18	1564,6	453,7	44,0	834,7	241,9	23,5

Л1.3	2101,8	609,5	4367,8	1266,0	0,26	0,08	0,2	420,4	121,9	11,8	873,6	253,2	24,6
Л1.4	1573,8	456,4	3839,8	1112,9	0,26	0,08	0,33	519,3	150,6	14,6	1267,1	367,2	35,7

Продолжение таблицы 7.4

Л1.5	1048,5	304,1	3314,6	960,5	0,26	0,08	0,48	503,3	146,0	14,2	1591,0	461,1	44,8
Л1.6	512	148,5	2778,1	805,0	0,26	0,08	0,25	128,0	37,1	3,6	694,5	201,2	19,5
Л1.7			2266,1	656,5	0,26	0,08	0,3				679,8	196,9	19,1
Л2.6			2163,9	628,1	0,26	0,08	0,3				649,2	188,4	18,3
Л2.5			1622,6	471,2	0,26	0,08	0,33				535,5	155,5	15,1
Л2.4			1094,6	318,0	0,26	0,08	0,16				175,1	50,9	4,9
Л2.3			538,5	156,2	0,26	0,08	0,23				123,9	35,9	3,5
Σ										88,3			272,0
Питание от второго фидера 10 кВ													
Л2.1	2426,0	785,0	4949,4	1517,5	0,26	0,08	0,45	1091,7	353,3	31,0	2227,2	682,9	63,0
Л2.2	2246,0	650,0	4749,3	1376,0	0,26	0,08	0,31	696,2	201,5	19,6	1472,3	426,6	41,4
Л2.3	1707,5	493,9	4210,8	1219,8	0,26	0,08	0,23	392,7	113,6	11,1	968,5	280,6	27,3
Л2.4	1171,5	338,4	3674,8	1064,4	0,26	0,08	0,16	187,4	54,1	5,3	588,0	170,3	16,5
Л2.5	643,5	185,3	3146,8	911,3	0,26	0,08	0,33	212,3	61,2	6,0	1038,4	300,7	29,2
Л2.6	102,2	28,4	2605,6	754,3	0,26	0,08	0,3	30,7	8,5	0,9	781,7	226,3	22,0
Л1.7			2503,4	726,0	0,26	0,08	0,3				751,0	217,8	21,1
Л1.6			1991,4	577,5	0,26	0,08	0,25				497,8	144,4	14,0
Л1.5			1454,9	421,9	0,26	0,08	0,48				698,3	202,5	19,7
Л1.4			929,6	269,6	0,26	0,08	0,33				306,8	89,0	8,6
Л1.3			401,6	116,5	0,26	0,08	0,2				80,3	23,3	2,3
Σ										73,8			265,2

Таблица 7.5 – Расчётные данные падения напряжения на шинах 10 кВ ТП, для второго варианта схемы

	Σ P <sub>расч</sub> кВт	Σ Q <sub>расч</sub> кВАр	Σ P <sub>авар</sub> кВт	Σ Q <sub>авар</sub> кВАр	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>	L км	Ma кВт/км	Mr кВАр/км	ΔU В	Ma <sub>авар</sub> кВт/км	Mr <sub>авар</sub> кВАр/км	ΔU <sub>авар</sub> В
Питание от 1 фидер 10 кВ													
Л1.1			4949,4	1517,5	0,26	0,08	0,45				2227,2	682,9	63,0
Л1.2	3268,6	947,9	4749,3	1376,0	0,26	0,08	0,29	2418,8	701,4	68,1	1377,3	399,0	38,8
Л1.3	2451,0	710,8	3931,7	1138,9	0,26	0,08	0,44	1078,4	312,7	30,4	1729,9	501,1	48,7
Л1.4	1651,0	478,8	3131,7	906,9	0,26	0,08	0,46	759,5	220,2	21,4	1440,6	417,2	40,5
Л1.5	816	236,6	2296,7	664,8	0,26	0,08	0,42	342,7	99,4	9,6	964,6	279,2	27,1
Л1.6			1480,7	428,1	0,26	0,08	0,2				296,1	85,6	8,3
Л2.4			1378,5	399,8	0,26	0,08	0,18				248,1	72,0	7,0
Л2.3			698,5	202,6	0,26	0,08	0,35				244,5	70,9	6,9
Σ										129,5			240,3
Питание от второго фидера 10 кВ													
Л2.1	1680,8	569,6	4949,4	1517,5	0,26	0,08	0,45	756,4	256,3	21,6	2227,2	682,9	63,0
Л2.2	1480,7	428,1	4749,3	1376,0	0,26	0,08	0,42	621,9	179,8	17,5	1994,7	577,9	56,1
Л2.3	782,2	225,6	4050,8	1173,4	0,26	0,08	0,35	273,8	78,9	7,7	1417,8	410,7	39,9
Л2.4	102,2	28,4	3370,8	976,2	0,26	0,08	0,18	18,4	5,1	0,5	606,7	175,7	17,1

Л1.6			3268,6	947,9	0,26	0,08	0,2			653,7	189,6	18,4
Л1.5			2452,6	711,3	0,26	0,08	0,42			1030,1	298,7	29,0
Л1.4			1617,6	469,1	0,26	0,08	0,46			744,1	215,8	20,9
Л1.3			817,6	237,1	0,26	0,08	0,44			359,7	104,3	10,1
Σ										47,3		254,6

По произведённым расчётам видно, что уровень падения напряжения на самых удалённых шинах 10 кВ ТП во всех режимах работы ЭС останется в пределах нормы [18] и выбранное сечение кабеля подходит по всем параметрам, для первого и второго варианта схемы.

Таблица 7.6 – Расчётные данные падения напряжения на шинах 0,4 кВ распределительных щитов потребителя, для первого варианта схемы

№ КЛ	Σ P <sub>расч.</sub> кВт	Σ Q <sub>расч.</sub> кВАр	S <sub>сеч.КЛ</sub> мм <sup>2</sup>	R <sub>0</sub> Ом	X <sub>0</sub> Ом	L км	Ma кВт/км	Mr кВАр/км	ΔU В
ТП1									
Л1	175	131,3	5×95	0,19	0,06	0,06	10,5	7,9	6,5
Л2	5	3,8	5×4	4,5	0,1	0,06	0,3	0,2	3,6
ТП2									
Л1	96	27,8	5×25	0,72	0,06	0,092	8,8	2,6	17,1
Л2	96	27,8	5×25	0,72	0,06	0,015	1,4	0,4	2,8
Л3	33,6	9,7	5×16	1,1	0,07	0,077	2,6	0,8	7,6
Л4	96	27,8	5×25	0,72	0,06	0,088	8,4	2,4	16,4
Л5	80	23,2	5×25	0,72	0,06	0,07	5,6	1,6	10,9
ТП3									
Л1	112	32,5	5×35	0,51	0,06	0,094	10,5	3	14,6
Л2	80	23,2	5×25	0,72	0,06	0,071	5,7	1,6	11,0
Л3	112	32,5	5×35	0,51	0,06	0,117	13,1	3,8	18,2
Л4	144	41,8	5×50	0,36	0,06	0,111	16	4,6	15,9
Л5	80	23,2	5×35	0,51	0,06	0,076	6	1,8	8,4
ТП4									
Л1	176	51,0	5×70	0,26	0,06	0,095	16,7	4,8	12,2
Л2	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,09	11,5	3,3	11,4
Л3	80	23,2	5×25	0,72	0,06	0,04	3,2	0,9	6,2
Л4	112	32,5	5×35	0,51	0,06	0,03	3,4	1	4,7
ТП5									
Л1	96	27,8	5×25	0,72	0,06	0,07	6,7	1,9	13,0
Л2	68,25	19,8	5×16	1,1	0,07	0,085	5,8	1,7	17,1
Л3	68,25	19,8	5×16	1,1	0,07	0,085	5,8	1,7	17,1
Л4	48	13,9	5×16*	1,1	0,07	0,11	5,3	1,5	15,6
Л5	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,14	17,9	5,2	17,8



Л6	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,135	17,3	5	17,2
ТП6									
Л1	160	46,4	5×70	0,26	0,06	0,135	21,6	6,3	15,8
Л2	192	55,7	5×95	0,19	0,06	0,2	38,4	11,1	21,0
Л3	160	46,4	5×70	0,26	0,06	0,095	15,2	4,4	11,1

Продолжение таблицы 7.6

ТП7									
Л1	96,6	24,2	5×25	0,72	0,06	0,084	8,1	2	15,7
Л2	5,6	4,2	5×4	4,5	0,1	0,125	0,7	0,5	8,4
ТП8									
Л1	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,14	17,9	5,2	17,8
Л2	96	27,8	5×25	0,72	0,06	0,036	3,4	1	6,7
Л3	96	27,8	5×25	0,72	0,06	0,1	9,6	2,8	18,6
Л4	80	23,2	5×35	0,51	0,06	0,17	13,6	3,9	18,9
Л5	112	32,5	5×35	0,51	0,06	0,03	3,4	1	4,7
ТП9									
Л1	160	46,4	5×70	0,26	0,06	0,13	20,8	6	15,2
Л2	64	18,6	5×16	1,1	0,07	0,022	1,4	0,4	4,2
Л3	144	41,8	5×50	0,36	0,06	0,16	23	6,7	22,9
Л4	160	46,4	5×70	0,26	0,06	0,09	14,4	4,1	10,5
ТП10									
Л1	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,059	2	0,6	5,8
Л2	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,054	1,8	0,5	5,3
Л3	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,12	4	1,2	11,9
Л4	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,147	4,9	1,4	14,6
Л5	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,045	1,5	0,4	4,5
Л6	96	27,8	5×35*	0,51	0,06	0,15	14,4	4,2	20,0
Л7	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,115	14,7	4,3	14,6
Л8	144	41,8	5×50	0,36	0,06	0,082	11,8	3,4	11,7
ТП11									
Л1	112	32,5	5×35	0,51	0,06	0,105	11,8	3,4	16,3
Л2	96	27,8	5×70	0,26	0,06	0,13	12,4	3,6	9,1
Л3	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,125	16	4,6	15,9
Л4	144	41,8	5×50	0,36	0,06	0,05	7,2	2,1	7,2

\* предварительно выбранное сечение кабеля заменено на большее в связи с тем, что падение напряжение выше нормы.

Таблица 7.7 – Расчётные данные падения напряжения на шинах 0,4 кВ распределительных щитов потребителя, для второго варианта схемы

№ КЛ	$\Sigma P_{\text{расч}}$ кВт	$\Sigma Q_{\text{расч}}$ кВАр	$S_{\text{сеч.КЛ}}$ мм <sup>2</sup>	$R_0$ Ом	$X_0$ Ом	L км	Ma кВт/км	Мр кВар/км	$\Delta U$ В
ТП1									
Л1	175	131,3	5×95	0,19	0,06	0,06	10,5	7,9	6,5
Л2	5	3,8	5×4	4,5	0,1	0,06	0,3	0,2	3,6
ТП2									

Продолжение таблицы 7.7

Л1	128	37,1	5×70*	0,26	0,06	0,205	26,2	7,6	19,2
Л2	96	27,8	5×25	0,72	0,06	0,1	9,6	2,8	18,6
Л3	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,02	0,7	0,2	2,0
Л4	160	46,4	5×70	0,26	0,06	0,164	26,2	7,6	19,2
Л5	192	55,7	5×120*	0,03	0,06	0,211	40,5	11,7	5,1
Л6	208	60,3	5×95	0,19	0,06	0,15	31,2	9,0	17,0
ТП3									
Л1	176	51,0	5×70	0,26	0,06	0,13	22,9	6,6	16,7
Л2	240	69,6	5×120	0,03	0,06	0,13	31,2	9,0	3,9
Л3	224	65,0	5×120	0,03	0,06	0,2	44,8	13,0	5,6
Л4	160	46,4	5×95	0,19	0,06	0,19	30,4	8,8	16,6
ТП4									
Л1	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,14	17,9	5,2	17,8
Л2	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,12	15,4	4,5	15,3
Л3	176	51,0	5×70	0,26	0,06	0,17	29,9	8,7	21,8
Л4	97,5	28,3	5×50*	0,36	0,06	0,18	17,6	5,1	17,4
Л5	97,5	28,3	5×50*	0,36	0,06	0,162	15,8	4,6	15,7
Л6	96	27,8	5×120*	0,03	0,06	0,9	86,4	25,1	10,8
Л7	112	32,5	5×50*	0,36	0,06	0,18	20,2	5,8	20,0
ТП5									
Л1	144	41,8	5×50	0,36	0,06	0,13	18,7	5,4	18,6
Л2	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,067	8,6	2,5	8,5
Л3	128	37,1	5×50	0,36	0,06	0,11	14,1	4,1	14,0
Л4	256	74,2	5×120	0,03	0,06	0,1	25,6	7,4	3,2
Л5	160	46,4	5×70	0,26	0,06	0,15	24	7,0	17,5
ТП6									
Л1	96,6	24,2	5×25	0,72	0,06	0,04	3,9	1,0	7,5
Л2	5,6	4,2	5×4	4,5	0,1	0,05	0,3	0,2	3,4
ТП7									
Л1	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,085	2,9	0,8	8,4
Л2	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,078	2,6	0,8	7,7
Л3	80	23,2	5×25	0,72	0,06	0,115	9,2	2,7	17,9
Л4	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,09	3,0	0,9	8,9
Л5	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,03	1,0	0,3	3,0
Л6	33,6	9,7	5×16*	1,1	0,07	0,03	1,0	0,3	3,0

Л7	224	65,0	5×120	0,03	0,06	0,15	33,6	9,7	4,2
Л8	208	60,3	5×95	0,19	0,06	0,08	16,6	4,8	9,1
ТП8									
Л1	144	41,8	5×50	0,36	0,06	0,06	8,6	2,5	8,6
Л2	96	27,8	5×25	0,72	0,06	0,03	2,9	0,8	5,6
Л3	32	9,3	5×16	1,1	0,07	0,12	3,8	1,1	11,3

Продолжение таблицы 7.7

Л4	208	60,3	5×95	0,19	0,06	0,102	21,2	6,2	11,6
Л5	160	46,4	5×95*	0,19	0,06	0,225	36	10,4	19,6

\* предварительно выбранное сечение кабеля заменено на большее в связи с тем, что падение напряжение выше нормы.

По произведённым расчётам падения напряжения в сети 0,4 кВ на участках КЛ между шинами 0,4 кВ ТП и групповыми распределительными щитками жилых домов соответствуют всем параметрам [18].

## 8 Технико-экономический выбор схемы электроснабжения микрорайона.

В условиях рыночной экономики, целью инвестора, который для нас является заказчик, является выбор наиболее эффективного размещения капитала [23].

Поскольку выбранные варианты схемы удовлетворяют всем произведённым расчётами по условиям надёжности электроснабжения являются одинаковыми, проведём технико-экономический расчет для определения наиболее выгодного капиталовложения в данный проект электроснабжения по условию приведенных затрат для реализации электроснабжения микрорайона [23].

Рассчитываем приведённые затраты на реализацию проекта по выражению:

$$\Sigma Z = E_n \times \Sigma K_{об.} + \Sigma I_{ээ}, \quad (8.1)$$

$$\Sigma \Delta I_{ээ} = (\Delta P_{КЛ-10} + \Delta P_{КЛ-0,4} + \Delta P_{Тр}) \times Ц, \quad 8.2$$

$$\Sigma K_{об.} = \Sigma K_{КЛ} + \Sigma K_{ТП}, \quad (8.3)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, для расчёта в электроэнергетике принимаем как 0,12;

$K$  – капитальные затраты на оборудование схемы электроснабжения;

$\Sigma I_{ээ}$  – стоимость суммарных потерь электроэнергии в схеме электроснабжения;

$Ц$  – тариф на электроэнергию.

## 8.1 Расчёт капитальных затрат на строительство ТП и прокладку КЛ-10 и 0,4 кВ.

Капитальные затраты на оборудование вычисляем по укрупнённым показателям указанным в «Сборнике укрупнённых показателей стоимости строительства ПС и линий электропередачи для ПАО «Холдинг МРСК», включающие в себя стоимость ТП, кабеля 10 и 0,4 кВ.

Таблица 8.1 – Стоимость затрат на прокладку КЛ-10 кВ и КЛ-0,4 кВ

Сечения и марка КЛ, мм <sup>2</sup>	Стоимость 1 км, тыс. р.	U КЛ кВ	L КЛ км	К <sub>об.</sub> тыс.р
Первый вариант схемы				
АПвБП 3×120	726,8	10	3,965	2881,76
ПвБбШв 16-25	127	0,4	1,925	244,475
ПвБбШв 35-50	151	0,4	1,92	289,92
ПвБбШв 70-95	190	0,4	0,935	177,65
Σ				3593,805
Второй вариант схемы				
АПвБП 3×120	726,8	10	3,66	2660,088
ПвБбШв 16-25	127	0,4	0,848	107,696
ПвБбШв 35-50	151	0,4	1,149	173,499
ПвБбШв 70-95	190	0,4	1,626	308,94
ПвБбШв 120-150	242	0,4	1,691	409,222
Σ				3659,445

Таблица 8.2 – Стоимость затрат на ТП-10/0,4 кВ

Мощность ТП	Стоимость ТП тыс. р.	Кол-во ТП, Шт.	К <sub>об.</sub> тыс.р
Первый вариант схемы			
1×630	298,9	9	2690,1
Второй вариант схемы			
1×1000	479,8	6	2878,8

Капитальные затраты на оборудование составляют:  
для первого варианта схемы:

$$\Sigma K_{об.} = 3593,805 + 2690,1 = 6283,905 \text{ тыс. р.}$$

для второго варианта схемы:

$$\Sigma K_{об.} = 3659,445 + 2878,8 = 6538,245 \text{ тыс. р.}$$

## 8.2 Расчёт потери электроэнергии в оборудовании

### 8.2.1 Расчёт потери электроэнергии в КЛ-0,4 кВ.

Электрическая сеть 0,4 кВ - последнее звено в цепи электроснабжения потребителей. Оценочный расчет потерь электроэнергии произведём по суммарной длине электрической сети 0,4 кВ на основании средних удельных потерь электроэнергии на 1 км длины кабельной линии [18], при средней нагрузке ЭС:

$$\Delta W_{КЛ\ 0,4} = \Delta P_{уд.КЛ-0,4} \times L_{\Sigma\ 0,4} \times \tau, \quad (8.4)$$

где  $L_{\Sigma\ 0,4}$  – суммарная длина ЭС 0,4 кВ согласно таблице 7.5;

$\tau$  – время потерь ЭС 0,4 кВ, равное 8760 часов;

$\Delta P_{уд.КЛ-0,4}$  – средние удельные нагрузочные потери мощности на 1 км линии 0,4 кВ, рассчитываем по выражению:

$$\Delta P_{уд.КЛ-0,4} = 3 \times \frac{S_{ном.ср} \times k_{з.тр}}{3 \times U} \times k_p^2 \times R_0, \quad (8.5)$$

где  $S_{ном.ср}$  – средняя мощность трансформаторов ЭС;

$k_{з.ср.тр}$  – средняя нагрузка трансформаторов;

$k_p$  – коэффициент распределения нагрузки по длине сети;

$R_0$  – удельное сопротивление КЛ-0,4 кВ.

Рассчитываем потери электроэнергии в КЛ-0,4 кВ для первого варианта схемы электроснабжения.

Среднюю максимальную нагрузку на один трансформатор рассчитываем по выражению:

$$S_{\text{ср.макс.Тр}} = S_{\text{Тр}} \times k_{\text{з.ср.Тр}} \times k_{\text{зГ}}, \quad (8.6)$$

где  $k_{\text{зГ}}$  – коэффициент заполнения графика нагрузок, равен 0,55.

$$k_{\text{з.ср.Тр}} = \frac{S_{\Sigma\text{микр}}}{S_{\Sigma\text{Тр}}} = \frac{4840,7}{5670} = 0,85,$$

$$S_{\text{ср.макс.Тр}} = 630 \times 0,85 \times 0,55 = 294,5 \text{ кВА},$$

Среднюю нагрузку на один фидер 0,4 кВ рассчитываем, как:

$$S_{\text{ср.Ф}} = \frac{S_{\text{ср.макс.Тр}}}{n_{\text{Ф.ср}}} = \frac{294,5}{5} = 58,9 \text{ кВА},$$

Средний ток нагрузки на один фидер рассчитываем по выражению:

$$I_{\text{ср.Ф}} = \frac{S_{\text{ср.Ф}}}{\sqrt{3} \times U} = \frac{58,9}{\sqrt{3} \times 380} = 0,09 \text{ кА},$$

Средний ток нагрузки на 1 км КЛ 0,4 кВ рассчитываем по выражению:

$$I_{\text{КЛ ср}} = I_{\text{ср.Ф}} \times k_p = 0,09 \times 0,5 = 0,045 \text{ кА},$$

где  $k_p$  – коэффициент распределения нагрузки по длине КЛ.

$$\Delta P_{\text{уд.КЛ-0,4}} = 3 \times 0,045^2 \times 0,7 = 4 \frac{\text{кВт}}{\text{км}},$$

$$\Delta W_{\text{КЛ-0,4}} = \Delta P_{\text{уд.КЛ-0,4}} \times L_{\Sigma 0,4} \times \tau_{0,4} = 4 \times 4,78 \times 8760 = 167491 \text{ кВт. часов.}$$

Рассчитываем потери электроэнергии в КЛ-0,4 кВ для второго варианта схемы электроснабжения аналогично расчету первого варианта, а полученные значения заносим в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Расчетные данные потерь электроэнергии в КЛ-0,4 кВ

Вариант схемы	$\Sigma P_{\text{уд.КЛ-0,4}}$ кВт/км	$\Sigma L_{\text{КЛ-0,4}}$ км	$\Sigma W_{\text{КЛ-0,4}}$ кВт/часов
1	4	4,78	167491
2	6	4,38	230212

### 8.2.2 Расчёт потери электроэнергии в КЛ-10 кВ.

КЛ-10 кВ для схемы электроснабжения первого варианта (в нормальном режиме работы ЭС) состоит из шести участков для питания потребителей от первого и шести участков от второго фидера ПС-110/35/10.

Рассчитываем потери электроэнергии для каждого участка КЛ-10 кВ [18], пользуясь таблицей 6.1; 7.1, по выражению 8.7, а полученные результаты заносим в таблицы 8.4; 8.5:

$$\Delta W_{\text{КЛ-10}} = \Delta P_{\text{уч.КЛ-10}} \times L_{\text{уч.}} \times \tau, \quad (8.7)$$

$$\Delta P_{\text{уч.КЛ-10}} = 3 \times I^2 \times R_{\text{Л-10}}, \quad (8.8)$$

$$I_{\text{ср.уч}} = \frac{P_{\text{ср.уч}}}{\sqrt{3} \times U}, \quad (8.9)$$

$$P_{\text{ср.уч}} = P_{\text{расч}} \times k_{3Г}, \quad (8.10)$$



Таблица 8.4 – Расчётные значения потерь электроэнергии в КЛ-10 кВ, для первого варианта схемы

	$\Sigma P_{\text{расч}}$ кВт	L км	R <sub>0</sub> Ом	P <sub>расч.</sub> кВт	I <sub>ср.раб.</sub> А	$\Delta P_{\text{КЛ-10}}$ кВт	$\Delta W$ кВт.ч
Питание от первого фидера 10 кВ							
КЛ 1.1-10		0,45	0,26				
КЛ 1.2-10	2503,4	0,175	0,26	1377	80	3064	26841
КЛ 1.3-10	2101,8	0,2	0,26	1156	67	691	6054
КЛ 1.4-10	1573,8	0,33	0,26	866	50	639	5601
КЛ 1.5-10	1048,5	0,48	0,26	577	33	413	3616
КЛ 1.6-10	512	0,25	0,26	282	16	51	449
Питание от второго фидера 10 кВ							
КЛ 1.1-10	2426,0	0,45	0,26	1334	77	2072	18149
КЛ 1.2-10	2246,0	0,31	0,26	1235	71	1223	10716
КЛ 1.3-10	1707,5	0,23	0,26	939	54	525	4595
КЛ 1.4-10	1171,5	0,16	0,26	644	37	172	1505
КЛ 1.5-10	643,5	0,33	0,26	354	20	107	936
КЛ 1.6-10	102,2	0,3	0,26	56	3	2	21
$\Sigma$							78485

Таблица 8.5 – Расчётные значения потерь электроэнергии в КЛ-10 кВ, для второго варианта схемы

	$\Sigma P_{\text{расч}}$ кВт	L км	R <sub>0</sub> Ом	P <sub>расч.</sub> кВт	I <sub>ср.раб.</sub> А	$\Delta P_{\text{КЛ-10}}$ кВт	$\Delta W$ кВт.ч
Питание от первого фидера 10 кВ							
КЛ 1.1-10		0,45	0,26				
КЛ 1.2-10	3268,6	0,29	0,26	1798	104	6185	54179
КЛ 1.3-10	2451,0	0,44	0,26	1348	78	2068	18114
КЛ 1.4-10	1651,0	0,46	0,26	908	52	981	8593

Продолжение таблицы 8.5

КЛ 1.5-10	816	0,42	0,26	449	26	219	1916
Питание от второго фидера 10 кВ							
КЛ 2.1-10	1680,8	0,45	0,26	924	53	995	8713
КЛ 2.2-10	1480,7	0,42	0,26	814	47	720	6310
КЛ 2.3-10	782,2	0,35	0,26	430	25	168	1468
КЛ 2.4-10	102,2	0,18	0,26	56	3	1	13
$\Sigma$							99306

### 8.2.3 Расчёт потери электроэнергии в трансформаторах.

Потери электроэнергии в трансформаторах состоят из суммы потерь в стали и в обмотке трансформатора и рассчитываем по выражению:

$$\Delta W_{\text{Тр}} = \Delta W_{\text{ст}} + \Delta W_{\text{нагр}}, \quad (8.11)$$

потери в стали трансформаторов рассчитываем по формуле:

$$\Delta W_{\text{ст}} = P_{\text{ХХ}} \times \tau, \quad (8.12)$$

где  $P_{\text{ХХ}}$  – потери холостого хода, заданные в таблице 4.1;

$\tau$  – число часов в году 8760 часов.

Рассчитываем потери электроэнергии для первого варианта схемы:

$$\Delta W_{\text{ст}} = 1,31 \times 8760 = 11476 \text{ кВт. ч,}$$

Нагрузочные потери в обмотке трансформатора рассчитываем по выражению:

$$\Delta W_{\text{нагр}} = P_{\text{кз}} \times k_{\text{з.Тр}}^2 \times k_{\text{зГ}} \times \tau, \quad (8.13)$$

$$\Delta W_{\text{нагр}} = 7,6 \times 0,85^2 \times 0,55 \times 8760 = 26456 \text{ кВт. ч,}$$

$$\Delta W_{\text{Тр}} = 9 \times (11476 + 26456) = 341388 \text{ кВт. ч,}$$

Рассчитываем потери электроэнергии в трансформаторах для второго варианта схемы:

$$\Delta W_{\text{ст}} = 2,45 \times 8760 = 21462 \text{ кВт. ч,}$$

Нагрузочные потери в обмотке трансформатора рассчитываем по выражению:

$$\Delta W_{\text{нагр}} = 11 \times 0,85^2 \times 0,55 \times 8760 = 38291 \text{ кВт. ч,}$$

$$\Delta W_{\text{Тр}} = 6 \times 21452 + 38291 = 358458 \text{ кВт. ч.}$$

Рассчитываем стоимость суммарных потерь электроэнергии в схеме электроснабжения для первого варианта схемы на основании выражения 8.2:

$$\Sigma \Delta I_{\text{ээ}} = 167491 + 78485 + 341388 \times 2,25 = 1321,569 \text{ тыс. р,}$$

для второго варианта схемы:

$$\Sigma \Delta I_{\text{ээ}} = 230212 + 99306 + 358458 \times 2,25 = 1547,946 \text{ тыс. р,}$$

На основании выражения 8.1 рассчитываем приведённые затраты на реализацию проекта, для первого варианта схемы:

$$\Sigma Z = 0,12 \times 6283,905 + 1321,569 = 2075,6376 \text{ тыс. р,}$$

для второго варианта схемы:

$$\Sigma Z = 0,12 \times 6538,245 + 1547,946 = 2332,5354 \text{ тыс. р.}$$

По произведенным расчётам видно, что экономически выгоден первый вариант схемы электроснабжения микрорайона и в дальнейшей реализации проекта принимаем первый вариант.

## 9 Расчёт токов короткого замыкания в сети электроснабжения.

Рассчитываем ток короткого замыкания – КЗ для выбора и проверки коммутационных аппаратов – КА и КЛ-10 кВ и 0,4 кВ на термическую и динамическую стойкость в начальный и заданный момент времени тока КЗ.

Для расчёта токов КЗ составляем расчётную схему и схему замещения. Токи КЗ определяем методом относительных базисных или именованных величин.

### 9.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ.

Токи КЗ в сети 10 кВ определяем на шинах 10 кВ трансформаторной подстанции в нормальном и послеаварийном режиме (ремонтном).

За расчётное напряжение принимаем равное  $U_{\text{расч.}} = 1,05U_{\text{ном.}}$ .

Ток трёхфазного КЗ определяется по выражению:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{расч.}}}{\sqrt{3} \times Z}, \quad (9.1)$$

где  $Z$  – полное сопротивление до точки КЗ, Ом,

$$Z = \sqrt{x_{\text{КЛ}}^2 + x_{\text{сист}}^2 + r_{\text{КЛ}}^2}, \quad (9.2)$$

где  $\Sigma r_{\text{КЛ}}$ ,  $\Sigma x_{\text{КЛ}}$  – активное и реактивное сопротивление КЛ до точки КЗ;

$\Sigma x_{\text{сист.}}$  – реактивное сопротивление системы.

$$x_{\text{КЛ}} = x_0 \times L = x_0 \times L \times \frac{S_6}{U_{\text{ср.}}^2}, \quad (9.3)$$

$$x_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{расч.}}^2}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (9.4)$$

$$r_{\text{КЛ}} = r_0 \times L, \quad 9.5$$

где  $S_{\text{КЗ}}$  – мощность КЗ на шинах 10 кВ питающей ПС, согласно таблице 1.1 равен 10,3 кА.

Ток двухфазного КЗ рассчитываем по выражению:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (9.6)$$

Ударный ток КЗ определяется по выражению:

$$i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \times k_{\text{уд}} \times I_{\text{КЗ}}^3, \quad 9.10$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, рассчитываем по выражению:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad 9.11$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания, рассчитываем по выражению:

$$T_a = \frac{x}{\omega \times r}, \quad (9.12)$$

На основании схемы замещения, указанной на рисунке 9.1, по выражениям 9.1 – 9.12 рассчитываем ток КЗ на шинах 10 кВ ТП:

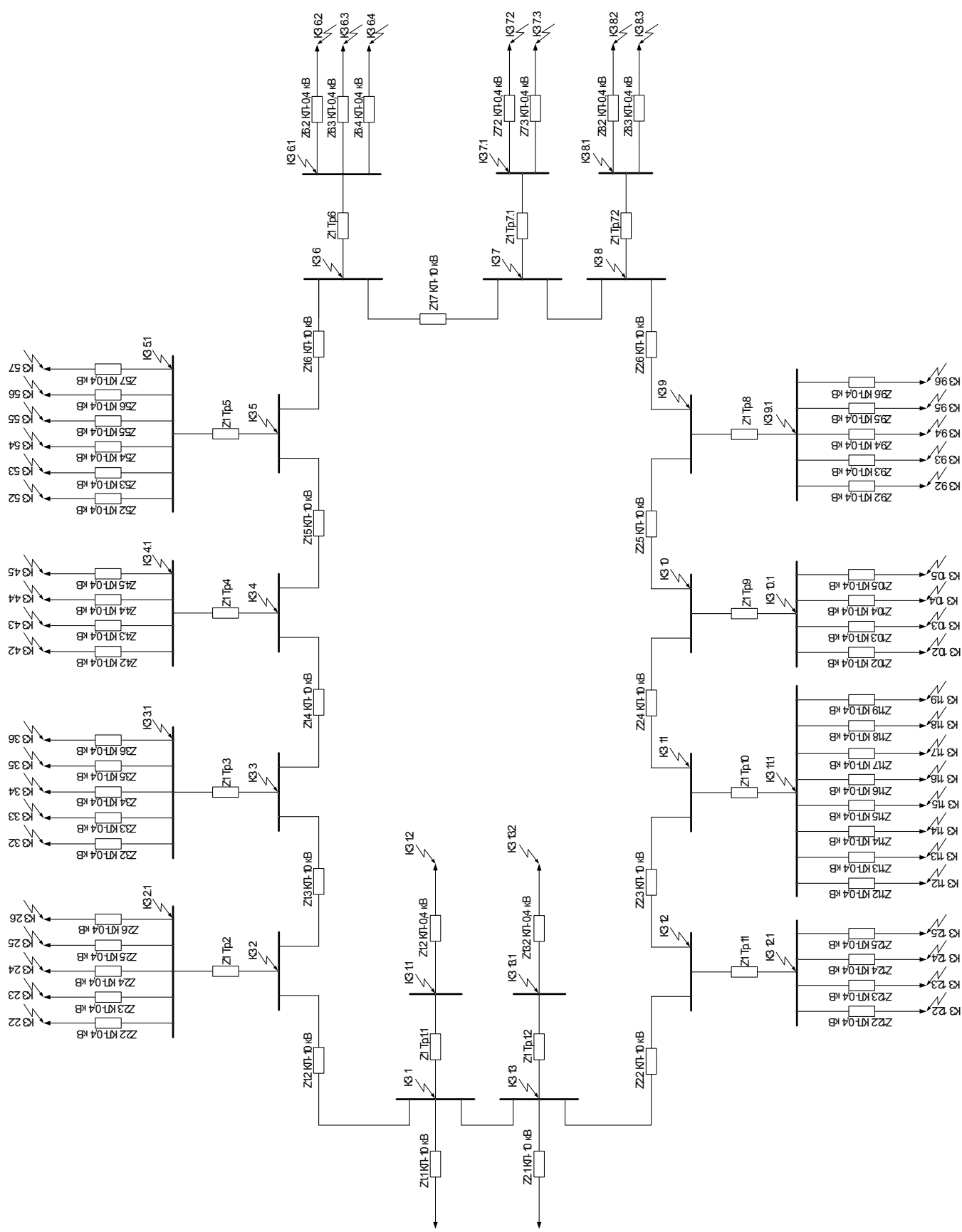


Рисунок 9.1 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

$$x_{\text{сист.}} = \frac{10,5^2}{10,3} = 10,7 \text{ Ом,}$$

$$x_{\text{кЛ}} = 0,08 \times 0,45 = 0,04 \text{ Ом,}$$

$$r_{\text{кЛ}} = 0,26 \times 0,45 = 0,12 \text{ Ом,}$$

$$Z = \sqrt{10,7 + 0,04^2 + 0,12^2} = 10,74 \text{ Ом,}$$

$$I_{\text{кЗ}}^3 = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times 10,74} = 0,57 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{кЗ}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 0,57 = 0,49 \text{ кА,}$$

$$T_a = \frac{10,7 + 0,04}{314 \times 0,12} = 0,29,$$

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,29}} = 1,97,$$

$$i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \times 1,97 \times 0,57 = 1,6 \text{ кА,}$$

Остальные расчёты на шинах 10 кВ ТП производим аналогичным образом и полученные значения заносим в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Расчётные данные токов КЗ на шинах 10 кВ ТП

	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$L_{\text{кЛ}}$ км	$X_{\text{сист}}$ Ом	$R_{\text{кЛ}}$ Ом	$X_{\text{кЛ}}$ Ом	$Z$ Ом	$I_{\text{кЗ}}^{(3)}$ кА	$I_{\text{кЗ}}^{(2)}$ кА	$T_a$	$K_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$ кА
Питание от первого фидера 10 кВ												
К 1	0,26	0,08	0,45	10,7	0,12	0,04	10,74	0,57	0,49	0,29	1,97	1,6
К 2	0,26	0,08	0,625	10,7	0,16	0,05	10,76	0,56	0,49	0,21	1,95	1,5
К 3	0,26	0,08	0,825	10,7	0,21	0,07	10,77	0,56	0,49	0,16	1,94	1,5
К 4	0,26	0,08	1,155	10,7	0,30	0,09	10,80	0,56	0,49	0,12	1,92	1,5
К 5	0,26	0,08	1,635	10,7	0,42	0,13	10,84	0,56	0,48	0,08	1,89	1,5
К 6	0,26	0,08	1,885	10,7	0,49	0,15	10,87	0,56	0,48	0,07	1,87	1,5
К 7	0,26	0,08	2,185	10,7	0,56	0,18	10,90	0,56	0,48	0,06	1,85	1,4
К 8	0,26	0,08	2,185	10,7	0,56	0,18	10,90	0,56	0,48	0,06	1,85	1,4
К 9	0,26	0,08	2,485	10,7	0,64	0,20	10,92	0,56	0,48	0,05	1,83	1,4
К 10	0,26	0,08	2,815	10,7	0,73	0,23	10,96	0,55	0,48	0,05	1,81	1,4
К 11	0,26	0,08	2,975	10,7	0,77	0,24	10,97	0,55	0,48	0,05	1,80	1,4
К 12	0,26	0,08	3,205	10,7	0,83	0,26	10,99	0,55	0,48	0,04	1,79	1,4
К 13	0,26	0,08	3,515	10,7	0,91	0,28	11,0,3	0,55	0,48	0,04	1,77	1,4
Питание от второго фидера 10 кВ												



Продолжение таблицы 9.1

К 12	0,26	0,08	0,31	10,7	0,20	0,06	10,77	0,56	0,49	0,17	1,94	1,5
К 11	0,26	0,08	0,23	10,7	0,26	0,08	10,79	0,56	0,49	0,13	1,93	1,5
К 10	0,26	0,08	0,16	10,7	0,30	0,09	10,80	0,56	0,49	0,12	1,92	1,5
К 9	0,26	0,08	0,33	10,7	0,38	0,12	10,83	0,56	0,48	0,09	1,90	1,5
К 8	0,26	0,08	0,3	10,7	0,46	0,14	10,86	0,56	0,48	0,08	1,88	1,5
К 7	0,26	0,08	0,3	10,7	0,46	0,14	10,86	0,56	0,48	0,08	1,88	1,5
К 6	0,26	0,08	0,3	10,7	0,54	0,17	10,89	0,56	0,48	0,06	1,86	1,4
К 5	0,26	0,08	0,25	10,7	0,60	0,19	10,91	0,56	0,48	0,06	1,84	1,4
К 4	0,26	0,08	0,48	10,7	0,72	0,23	10,96	0,55	0,48	0,05	1,81	1,4
К 3	0,26	0,08	0,33	10,7	0,81	0,25	10,99	0,55	0,48	0,04	1,79	1,4
К 2	0,26	0,08	0,2	10,7	0,86	0,27	11,01	0,55	0,48	0,04	1,78	1,4
К 1	0,26	0,08	0,175	10,7	0,91	0,28	11,03	0,55	0,48	0,04	1,77	1,4

## 9.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.

«В сети с уровнем напряжения до 1 кВ, так как мощность трансформатора в ТП невелика и трансформатор имеет большое сопротивление, считаем источник питания с бесконечной мощностью.

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяем в следующих точках: на шинах 0,4 кВ ТП, и в конце каждой отходящей КЛ, в центральных распределительных щитках.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ рассчитываем по выражению:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{расч.}}}{\sqrt{3} \times \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{расч.}}}{\sqrt{3} \times z_{\Sigma}}, \quad 9.13$$

Полное сопротивление участка сети определяем по выражению:

$$z = \sqrt{x_{\text{КЛ}} + x_{\text{ТР.}}^2 + r_{\text{КЛ}} + r_{\text{ТР.}}^2}, \quad (9.14)$$

где  $x_{\text{Тр}}$  и  $r_{\text{Тр}}$  – активное и реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

Активное сопротивление трансформатора рассчитываем по выражению:

$$r_{\text{Тр}} = \frac{P_{\text{КЗ}} \times U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \times 10^3, \quad (9.15)$$

Реактивное сопротивление трансформатора рассчитываем по выражению:

$$x_{\text{Тр}} = \frac{U_{\text{КЗ}} \% \times U_{\text{НОМ}}^2}{100 \times S_{\text{НОМ}}} \times 10^3, \quad (9.16)$$

где  $U_{\text{КЗ}} \%$  –напряжение тока КЗ, %;

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

Ток двухфазного КЗ рассчитываем по выражению:

$$I_{\text{КЗ1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (9.17)$$

Ток однофазного КЗ рассчитываем по выражению:

$$I_{\text{КЗ}}^1 = \frac{1,05 \times U_{\phi}}{Z_n + \frac{Z_{\text{Тр}}}{3}}, \quad 9.18$$

где  $Z_{\text{Тр}}/3$  – полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус, Ом;

$Z_n$  – полное сопротивление петли фаза-ноль, Ом.

$$z_n = \sqrt{x_\phi + x_N^2 + r_\phi + r_N^2}, \quad 9.19$$

где  $r_\phi$  и  $r_N$  – активное сопротивление фазного и нулевого провода, Ом;

$x_\phi$  и  $x_N$  – реактивное сопротивление фазного и нулевого провода, Ом.

На основании выражений 9.13 – 9.18 рассчитываем токи КЗ в сети 0,4 кВ в точках, указанных на рисунке 9.1:

Рассчитываем полное сопротивление трансформаторов для электроснабжения жилых домов на основании данных трансформатора, указанных в таблице 4.1:

$$x_{Tp} = \frac{5,5 \times 10^2}{100 \times 630} \times 10^3 = 8,7 \text{ Ом},$$

Приводим сопротивление трансформатора к сети 0,4 кВ по выражению:

$$x_{Tp}^{0,4} = x_{Tp} \times \frac{U_{HH}^2}{U_{BH}^2}, \quad (9.20)$$

$$x_{Tp}^{0,4} = 8,7 \times \frac{0,4^2}{10^2} = 0,013 \text{ Ом},$$

$$r_{Tp} = \frac{7,6 \times 10^2}{630^2} \times 10^3 = 1,9 \text{ Ом},$$

$$r_{Tp}^{0,4} = 1,9 \times \frac{0,4^2}{10^2} = 0,03 \text{ Ом},$$

$$z = \sqrt{0,004 + 0,029^2 + 0,01 + 0,03^2} = 0,053 \text{ Ом},$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,053} = 4,39 \text{ кА},$$

$$I_{КЗ1}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 4,39 = 3,8 \text{ кА},$$

$$I_{КЗ}^1 = \frac{1,05 \times 220}{0,012 + \frac{0,042}{3}} = 6,11 \text{ кА}.$$

Значение ударного тока КЗ в заданных точках не рассчитываем, так как  $k_{уд}$  в данной сети равен 1.

Все полученные результаты заносим в таблицу 9.2.

Сопротивление трансформаторов для электроснабжения Д/С и Т/Ц рассчитываем аналогичным образом и полученные результаты заносим в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Расчётные данные токов КЗ в сети 0,4 кВ

	$r_0$	$x_0$	L	$R_{Тр}$	$X_{Тр}$	$R_{КЛ}$	$X_{КЛ}$	$Z_{Тр}$	$Z_{КЛ}$	Z	$I_{КЗ}^{(3)}$	$I_{КЗ}^{(2)}$	$I_{КЗ}^{(1)}$
К 1.1								0,042			5,54	4,79	16,61
К 1.2	0,19	0,06	0,06	0,03	0,029	0,01	0,004	0,042	0,012	0,053	4,39	3,80	6,11
К 2.1								0,033			7,07	6,12	21,20
К 2.2	0,72	0,06	0,092	0,03	0,013	0,07	0,006	0,033	0,066	0,098	2,36	2,04	1,61
К 2.3	0,72	0,06	0,015	0,03	0,013	0,01	0,001	0,033	0,011	0,043	5,36	4,64	7,09
К 2.4	1,1	0,07	0,077	0,03	0,013	0,08	0,005	0,033	0,085	0,116	1,99	1,72	1,28
К 2.5	0,72	0,06	0,088	0,03	0,013	0,06	0,005	0,033	0,064	0,095	2,43	2,10	1,67
К 2.6	0,72	0,06	0,07	0,03	0,013	0,05	0,004	0,033	0,051	0,082	2,81	2,43	2,06
К 3.1								0,033			7,07	6,12	21,20
К 3.2	0,51	0,06	0,094	0,03	0,013	0,05	0,006	0,033	0,048	0,080	2,89	2,50	2,15
К 3.3	0,72	0,06	0,071	0,03	0,013	0,05	0,004	0,033	0,051	0,083	2,79	2,41	2,04
К 3.4	0,51	0,06	0,117	0,03	0,013	0,06	0,007	0,033	0,060	0,092	2,52	2,18	1,76
К 3.5	0,36	0,06	0,111	0,03	0,013	0,04	0,007	0,033	0,041	0,073	3,18	2,75	2,51
К 3.6	0,51	0,06	0,076	0,03	0,013	0,04	0,005	0,033	0,039	0,071	3,26	2,82	2,60
К 4.1								0,033			7,07	6,12	21,20
К 4.2	0,26	0,06	0,095	0,03	0,013	0,02	0,006	0,033	0,025	0,058	4,00	3,46	3,75
К 4.3	0,36	0,06	0,09	0,03	0,013	0,03	0,005	0,033	0,033	0,065	3,55	3,07	3,02
К 4.4	0,72	0,06	0,04	0,03	0,013	0,03	0,002	0,033	0,029	0,061	3,80	3,29	3,36
К 4.5	0,51	0,06	0,03	0,03	0,013	0,02	0,002	0,033	0,015	0,048	4,85	4,20	5,54
К 5.1								0,033			7,07	6,12	21,20
К 5.2	0,72	0,06	0,07	0,03	0,013	0,05	0,004	0,033	0,051	0,082	2,81	2,43	2,06
К 5.3	1,1	0,07	0,085	0,03	0,013	0,09	0,006	0,033	0,094	0,125	1,85	1,60	1,17

К 5.4	1,1	0,07	0,085	0,03	0,013	0,09	0,006	0,033	0,094	0,125	1,85	1,60	1,17
К 5.5	1,1	0,07	0,11	0,03	0,013	0,12	0,008	0,033	0,121	0,152	1,52	1,31	0,91
К 5.6	0,36	0,06	0,14	0,03	0,013	0,05	0,008	0,033	0,051	0,083	2,78	2,40	2,04

Продолжение таблицы 9.2

К 5.7	0,36	0,06	0,135	0,03	0,013	0,05	0,008	0,033	0,049	0,081	2,84	2,46	2,11
К 6.1								0,033			7,07	6,12	21,20
К 6.2	0,26	0,06	0,135	0,03	0,013	0,04	0,008	0,033	0,036	0,068	3,38	2,92	2,79
К 6.3	0,19	0,06	0,2	0,03	0,013	0,04	0,012	0,033	0,040	0,072	3,19	2,76	2,55
К 6.4	0,26	0,06	0,095	0,03	0,013	0,02	0,006	0,033	0,025	0,058	4,00	3,46	3,75
К 7.1								0,078			2,96	2,56	8,88
К 7.2	0,72	0,06	0,084	0,03	0,072	0,06	0,005	0,078	0,061	0,119	1,95	1,68	1,57
К 7.3	4,5	0,1	0,125	0,03	0,072	0,56	0,013	0,078	0,563	0,598	0,39	0,33	0,20
К 8.1								0,078			2,96	2,56	8,88
К 8.2	0,72	0,06	0,084	0,03	0,072	0,06	0,005	0,078	0,061	0,119	1,95	1,68	1,57
К 8.3	4,5	0,1	0,125	0,03	0,072	0,56	0,013	0,078	0,563	0,598	0,39	0,33	0,20
К 9.1								0,033			7,07	6,12	21,20
К 9.2	0,36	0,06	0,14	0,03	0,013	0,05	0,008	0,033	0,051	0,083	2,78	2,40	2,04
К 9.3	0,72	0,06	0,036	0,03	0,013	0,03	0,002	0,033	0,026	0,058	3,99	3,45	3,67
К 9.4	0,72	0,06	0,1	0,03	0,013	0,07	0,006	0,033	0,072	0,104	2,23	1,93	1,49
К 9.5	0,51	0,06	0,17	0,03	0,013	0,09	0,010	0,033	0,087	0,119	1,94	1,68	1,25
К 9.6	0,51	0,06	0,03	0,03	0,013	0,02	0,002	0,033	0,015	0,048	4,85	4,20	5,54
К 10.1								0,033			7,07	6,12	21,20
К 10.2	0,26	0,06	0,13	0,03	0,013	0,03	0,008	0,033	0,035	0,067	3,45	2,98	2,88
К 10.3	1,1	0,07	0,022	0,03	0,013	0,02	0,002	0,033	0,024	0,056	4,12	3,56	3,89
К 10.4	0,36	0,06	0,16	0,03	0,013	0,06	0,010	0,033	0,058	0,090	2,56	2,21	1,81
К 10.5	0,26	0,06	0,09	0,03	0,013	0,02	0,005	0,033	0,024	0,056	4,09	3,54	3,92
К 11.1								0,033			7,07	6,12	21,20
К 11.2	1,1	0,07	0,059	0,03	0,013	0,06	0,004	0,033	0,065	0,096	2,40	2,07	1,64
К 11.3	1,1	0,07	0,054	0,03	0,013	0,06	0,004	0,033	0,060	0,091	2,54	2,20	1,78
К 11.4	1,1	0,07	0,12	0,03	0,013	0,13	0,008	0,033	0,132	0,163	1,41	1,22	0,84
К 11.5	1,1	0,07	0,147	0,03	0,013	0,16	0,010	0,033	0,162	0,193	1,20	1,04	0,69
К 11.6	1,1	0,07	0,045	0,03	0,013	0,05	0,003	0,033	0,050	0,081	2,85	2,47	2,10
К 11.7	0,51	0,06	0,15	0,03	0,013	0,08	0,009	0,033	0,077	0,109	2,13	1,84	1,40
К 11.8	0,36	0,06	0,115	0,03	0,013	0,04	0,007	0,033	0,042	0,074	3,12	2,70	2,44
К 11.9	0,36	0,06	0,082	0,03	0,013	0,03	0,005	0,033	0,030	0,062	3,72	3,22	3,26
К 12.1								0,033			7,07	6,12	21,20
К 12.2	0,51	0,06	0,105	0,03	0,013	0,05	0,006	0,033	0,054	0,086	2,70	2,33	1,95
К 12.3	0,26	0,06	0,13	0,03	0,013	0,03	0,008	0,033	0,035	0,067	3,45	2,98	2,88
К 12.4	0,36	0,06	0,125	0,03	0,013	0,05	0,008	0,033	0,046	0,078	2,97	2,57	2,26
К 12.5	0,36	0,06	0,05	0,03	0,013	0,02	0,003	0,033	0,018	0,051	4,57	3,95	4,87
К 13.1								0,042			5,54	4,79	16,61
К 13.2	0,19	0,06	0,06	0,03	0,029	0,01	0,004	0,042	0,012	0,053	4,39	3,80	6,11



## 10 Выбор типа КТП и оборудования

### 10.1 Выбор типа КТП.

Для электроснабжения микрорайона выбираем ТП 10/0,4 кВ киоскового типа «КТП-СЭЩ-Г», разработка и производство которых является «Группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара». Данная компания занимается производством и продажей как силовых трансформаторов, так и коммутационных и измерительных аппаратов.

Для установки применяем три вида КТП типа «киоск» с кабельными вводами по стороне 10 и 0,4 кВ и масляными трансформаторами с номинальными данными, указанными в таблице 4.1.

Для электроснабжения жилых домов КТП-СЭЩ-К(КК) 630-10/0,4-93 УХЛ1;

Для электроснабжения Торгового центра 2КТП-СЭЩ-К(КК) 250-10/0,4-09 УХЛ1;

Для электроснабжения Детского сада 2КТП-СЭЩ-К(КК) 100-10/0,4-09 УХЛ1.

Основные данные КТП указаны в таблице 10.1.

Данный тип КТП разрабатывался специально для применения в городских условиях с большой плотностью заселения [17].

Также под силовыми трансформаторами конструктивно предусмотрен поддон для аварийного сбора масла, что удешевляет процесс благоустройства места расположения КТП и исключает попадания масла в окружающую среду.

Таблица 10.1 – Основные данные КТП-10/0,4 кВ СЭЩ-К

Наименование параметра	Значение параметра КТП-СЭЩ-К		
	100	250	630
Мощность силового трансформатора, кВА	100	250	630
Номинальный ток трансформатора на стороне НН, А	144,9	360,8	909,3
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10		

Продолжение таблицы 10.1

Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	12		
Ток термической стойкости на стороне ВН, кА (в течение 1 сек.)	20		
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	51		
Ток термической стойкости на стороне НН, кА (в течение 1 сек.)	10	20	
Ток электродинамической стойкости на стороне НН, кА	25	50	
Номинальный ток предохранителя 10 кВ, А	16	50	100
Номинальный ток отключения предохранителя 10 кВ, кА	31,5	31,5	20
Номинальный ток трансформаторов тока на вводе НН (первичный /вторичный), А	150/5	400/5	1000/5



Рисунок 10.1 – внешний вид КТП-СЭЦ-К 10/0,4 кВ

КТП-СЭЦ-К комплектуется оборудованием, указанным в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Тип основного оборудования КТП-СЭЦ-К

Наименование	Тип оборудования
Силовой трансформатор	ТМГ-СЭЦ
Изоляторы	ИПП-10/630-7.5-Б УХЛ1



Продолжение таблицы 10.2

Ограничители перенапряжений 10 кВ	ОПН-П-10/11,5-10/2 УХЛ2
Ограничители перенапряжений 0,4 кВ	ОПН-П-0,4/0,45 УХЛ2
Патрон предохранителя для Тр. 100 кВА 250 кВА 630 кВА	ПТ 1.1-10-16-31,5 У3 ПТ 1.2-10-31,5-31,5У3 ПТ 1.3-10-80-20 У3
Выключатель нагрузки	ВНА-СЭЩ-П-М-10/630-20 3У2
Выключатель автоматический	ВА-СЭЩ
Трансформаторы тока для Тр. 100 кВА 250 кВА 630 кВА	ТШП-0.66 200/5А 0,5 5ВА У3 ТШЛ-0.66-400/5А 0,5 5ВА У2 ТШЛ-0.66-1500/5А 0,5 10ВА У2

Для снижения стоимости КТП вместо выключателя для отключения токов нагрузки силового трансформатора по стороне 10 кВ, применяем автогазовый выключатель нагрузки. Внешний вид выключателя указан на рисунке 10.2.

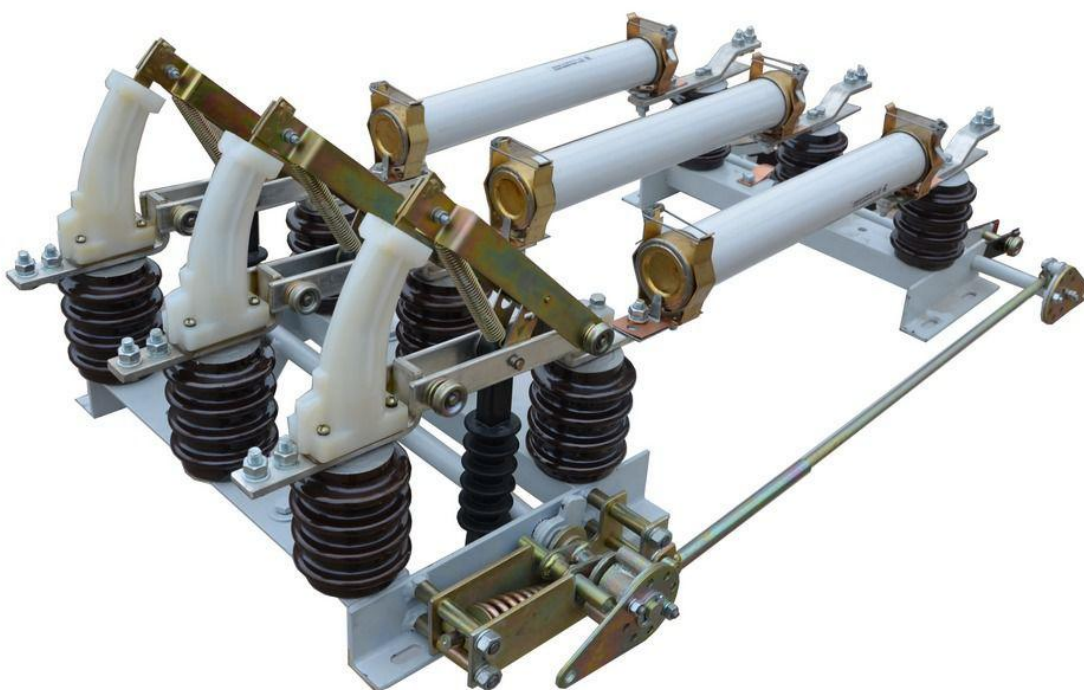


Рисунок 10.2 – Выключатель нагрузки ВНА-СЭЩ 10 кВ

## 10.2 Проверка выбранного оборудования

### 10.2.1 Проверка предохранителей

Для защиты трансформатора от токов КЗ в обмотке устанавливаем предохранители [17].

Плавкую вставку предохранителя 10 кВ выбираем по условию:

$$U_{\text{ном.пл.вст}} \geq U_{\text{ном.ЭС}}, \quad (10.1)$$
$$12 \text{ кВ} > 10 \text{ кВ},$$

Рассчитываем ток плавкой вставки предохранителей для трансформаторов мощностью 630 кВА по условию:

$$I_{\text{ном.пл.вст.}} = \frac{S_{\text{ном.Тр}} \times 2}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}, \quad 10.2$$

$$I_{\text{ном.пл.вст.}} = \frac{630 \times 2}{\sqrt{3} \times 10} = 72 \text{ А},$$

Номинальный ток плавкой вставки округляем до ближайшего большего стандартного значения 100 А.

Ток электродинамической стойкости патрона предохранителя должен соответствовать:

$$I_{\text{откл.пл.вст.}} \geq i_{\text{уд.ЭС 10кВ}}, \quad (10.3)$$
$$20 \text{ кА} > 1,6 \text{ кА}$$

Предохранители для трансформаторов 250 кВА и 100 кВА производим аналогичным образом и заносим в таблицу 10.3.

Таблица 10.3 – Расчётные данные выбора предохранителей 10 кВ, для защиты трансформаторов

Расчётные данные	ПКТ-101-12-16-31,5УЗ	ПКТ-101-12-50-31,5УЗ	ПКТ-101-12-100-31,5УЗ
$U_{расч.}$	$U_{НОМ}, кВ$		
10	12	12	12
$I_{расч.тр} А$	$I_{НОМ}, А$		
5,7	16	-	-
14,4	-	50	-
37	-	-	100
$I_{уд.кА}$	$I_{откл}, кА$		
1,6	31,5	31,5	20

Выбранные предохранители соответствуют всем требованиям.

### 10.2.2 Проверка выключателей нагрузки 10 кВ.

Таблица 10.4 – Каталожные данные ВНА СЭЩ-П-М-10/630-20зп3У2

$U_{НОМ}, кВ$	10
$I_{НОМ}, А$	630
$I_{дин}, кА 3 сек$	5
$I_{период КЗ}, кА$	20
$t$ - окружающего воздуха, С	(+40), (-45)
Принцип гашения дуги	Автогазовый
Вид привода	Пружинный
Наличие встроенных элементов защиты и заземления.	Встроенные плавкие предохранители, с автоматическим отключением ВН при перегорании предохранителя
Наличие видимого воздушного промежутка между контактами полюсов отключенного ВН.	Между контактами полюса отключенного ВН имеется видимый промежуток.

Условие проверки ВНА СЭЩ-П-М-10/630-20зп3У2:

$$U_{\text{ном.ВН}} \geq U_{\text{ном.ЭС}}, \quad (10.4)$$

Выключатели нагрузки не предназначены для отключения токов КЗ, поэтому на отключающую способность не проверяем.

$$I_{\text{макс.откл}} \geq I_{\text{макс.раб}}, \quad (10.5)$$

$$I_{\text{Тер.ст.}}^2 \times t_{\text{Ткр.ст.}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)2} \times t_{\text{КЗ}}, \quad (10.6)$$

где  $t_{\text{КЗ}}$  – время действия тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ КТП, равен 2 сек, время отключения выключателя наПС-110/35/10.

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)2} \times t_{\text{КЗ}} = 0,57^2 \times 2 = 0,64 \text{ кА}^2,$$

$$I_{\text{Тер.ст.}}^2 \times t_{\text{Тер.ст.}} = 5^2 \times 3 = 75 \text{ кА}^2$$

Полученные значения выбора выключателя нагрузки занесены в таблицу 10.5.

Таблица 10.5 – Расчётные значения выбора ВНА СЭЩ-П-М-10/630-20зп3У2

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} > U_{\text{ном.ЭС}}, \text{ кВ}$	10	12
$I_{\text{ном}} > I_{\text{макс.раб}}, \text{ А}$	37	630
$I_{\text{Тер.ст.}}^2 \times t_{\text{Тер.ст.}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)2} \times t_{\text{КЗ}}, \text{ кА}^2 \text{сек.}$	0,64	75
$I_{\text{дин.ст.}} > i_y, \text{ кА}$	1,6	20

Выбранный ВНА СЭЩ-П-М-10/630-20зп3У2 соответствует все требованиям.

### 10.2.3 Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ.

Для защиты силовых трансформаторов и КЛ-0,4кВ от токов перегрузки и селективного отключения токов КЗ КТП используются автоматические выключатели типа ВА-СЭЩ в качестве вводных, секционных и фидерных выключателей. Также автоматические выключатели способны измерять любые параметры тока (мощность, ток, частота, коэффициент мощности, токи КЗ и т.д.) в реальном времени и с выводом на ЖК экран [20].

Номинальные данные ВА-СЭЩ указаны в таблице 10,6.

Таблица 10.6 – Каталожные данные ВА-СЭЩ-0,4 кВ

Место установки	ТП-1	ТП-7	ТП-2,3,4,6,8,9,10,11
Параметры выключателя	TS 250N ETS	TS 400N FTU	ВА-СЭЩ-В AN16
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	0,69	0,69	0,69
$U_{\text{макс. раб.}}$ , кВ	1	1	1
$I_{\text{НОМ}}$ , А	250	400	1000
$I_{\text{откл}}$ , кА	10		
$T_{\text{откл}}$ , мсек	40		
$T_{\text{вкл}}$ , мсек	80		
t - окружающего воздуха, °С	( +40), (-45)		

Автоматические выключатели [22] проверяем по условиям 10.4 – 10.6 и полученные результаты заносим в таблицу 10.7.



Рисунок 10.3 – Автоматический выключатель 0,4 кВ ВА-СЭЩ.

Таблица 10.7 – Расчётные значения проверки автоматического выключателя ВА-СЭЩ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} > U_{ном.ЭС}, \text{ кВ}$	0,4 кВ	0,69кВ
$I_{ном} > I_{макс.раб}, \text{ А}$	144,9	250
	360,8	400
	909,3	1600
$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}, \text{ кА}$	7,07	10

### 10.3 Расчёт уставок защит автоматических выключателей для защиты КЛ-0,4 кВ.

Ток теплового расцепителя ВА-СЭЩ рассчитываем по условию:

$$I_T \geq k_H \times I_{макс\ раб}, \quad (10.7)$$

где  $k_H$  – коэффициент надёжности для электронагревательных и осветительных приборов равен 1,1.

Коэффициент чувствительности для теплового расцепителя определяем как:

$$k_{\text{ч}}^{\text{T}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^1}{I_{\text{T}}}, \quad (10.8)$$

Расчётные уставки теплового расцепителя должны соответствовать требованию:

$$k_{\text{ч}}^{\text{T}} \geq 3, \quad (10.9)$$

Расчётные уставки электромагнитного расцепителя должен соответствовать требованию:

$$I_{\text{Э}} \geq 1,5 \times I_{\text{макс.раб}}, \quad (10.10)$$

Величину тока электромагнитного расцепителя отстраиваем от номинального тока автоматического выключателя с кратностью для данных аппаратов – 2; 3; 5; 7;  $10 \times I_{\text{теп.расц}}$ .

Кратность уставки электромагнитного расцепителя выбираем согласно выражению:

$$k_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{Э}}}{I_{\text{T}}}, \quad (10.11)$$

Коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя должны соответствовать требованию:

$$k_{\text{ч}}^{\text{Э}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{1;2;3}}{I_{\text{Э}}} \geq 1,2, \quad (10.12)$$

Расчётные значения номинальных данных автоматических выключателей и уставок защиты в сети 0,4 кВ заносим в таблицу 10.8.

Таблица 10.8 – расчётные данные автоматических выключателей и уставок срабатывания теплового и электромагнитного расцепителя, для защиты трансформатора и КЛ, по стороне 0,4 кВ

	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$I_{кз}^{(2)}$ , кА	$I_{кз}^{(1)}$ , кА	$I_{расч}$ , А	$I_{ном}$ ВА, А	$k_{ч}^T$	$I_{\Delta}$	$k_{\Delta}$	$k_{ч}^{\Delta}$
ТП1									
Тр	5,54	4,79	16,61	360,8	400	41,5	541	2,0	6,0
Л1	4,39	3,80	6,11	315,7	400	15,3	474	2,0	4,7
Л2	0,77	0,66	0,42	9,0	16	26,1	14	2,0	20,7
ТП2									
Тр	7,07	6,12	21,20	909,3	1000	21,2	1364	2,0	3,1
Л1	2,36	2,04	1,61	144,3	160	10,0	217	2,0	6,4
Л2	5,36	4,64	7,09	144,3	160	44,3	217	2,0	14,5
Л3	1,99	1,72	1,28	50,5	63	20,3	76	2,0	13,7
Л4	2,43	2,10	1,67	144,3	160	10,5	217	2,0	6,6
Л5	2,81	2,43	2,06	120,3	160	12,9	180	2,0	7,6
ТП3									
Тр	7,07	6,12	21,20	909,3	1000	21,2	1364	2,0	3,1
Л1	2,89	2,50	2,15	168,4	200	10,8	253	2,0	6,2
Л2	2,79	2,41	2,04	120,3	160	12,7	180	2,0	7,5
Л3	2,52	2,18	1,76	168,4	200	8,8	253	2,0	5,4
Л4	3,18	2,75	2,51	216,5	250	10,1	325	2,0	5,5
Л5	3,26	2,82	2,60	120,3	160	16,2	180	2,0	8,8
ТП4									
Тр	7,07	6,12	21,20	909,3	1000	21,2	1364	2,0	3,1
Л1	4,00	3,46	3,75	264,6	300	12,5	397	2,0	5,8
Л2	3,55	3,07	3,02	192,5	250	12,1	289	2,0	6,1
Л3	3,80	3,29	3,36	120,3	160	21,0	180	2,0	10,3
Л4	4,85	4,20	5,54	168,4	200	27,7	253	2,0	10,5
ТП5									
Тр	7,07	6,12	21,20	909,3	1000	21,2	1364	2,0	3,1
Л1	2,81	2,43	2,06	144,3	160	12,9	217	2,0	7,6
Л2	1,85	1,60	1,17	102,6	125	9,3	154	2,0	6,4
Л3	1,85	1,60	1,17	102,6	125	9,3	154	2,0	6,4
Л4	1,52	1,31	0,91	72,2	80	11,4	108	2,0	8,2
Л5	2,78	2,40	2,04	192,5	250	8,2	289	2,0	4,8
Л6	2,84	2,46	2,11	192,5	250	8,4	289	2,0	4,9



Продолжение таблицы 10.8

Тр	7,07	6,12	21,20	909,3	1000	21,2	1364	2,0	3,1
ТП6									
Л1	3,38	2,92	2,79	240,6	300	9,3	361	2,0	4,9
Л2	3,19	2,76	2,55	288,7	400	6,4	433	2,0	3,5
Л3	4,00	3,46	3,75	240,6	300	12,5	361	2,0	5,8
ТП7									
Тр	2,96	2,56	8,88	144,9	160	55,5	217	2,0	8,0
Л1	1,95	1,68	1,57	143,7	160	9,8	216	2,0	5,3
Л2	0,39	0,33	0,20	10,1	16	12,5	15	2,0	10,4
ТП8									
Тр	7,07	6,12	21,20	909,3	1000	21,2	1364	2,0	3,1
Л1	2,78	2,40	2,04	192,5	250	8,2	289	2,0	4,8
Л2	3,99	3,45	3,67	144,3	160	22,9	217	2,0	10,8
Л3	2,23	1,93	1,49	144,3	160	9,3	217	2,0	6,0
Л4	1,94	1,68	1,25	120,3	160	7,8	180	2,0	5,3
Л5	4,85	4,20	5,54	168,4	200	27,7	253	2,0	10,5
ТП9									
Тр	7,07	6,12	21,20	909,3	1000	21,2	1364	2,0	3,1
Л1	3,45	2,98	2,88	240,6	300	9,6	361	2,0	5,0
Л2	4,12	3,56	3,89	96,2	125	31,1	144	2,0	14,3
Л3	2,56	2,21	1,81	216,5	250	7,2	325	2,0	4,4
Л4	4,09	3,54	3,92	240,6	300	13,1	361	2,0	5,9
ТП10									
Тр	7,07	6,12	21,20	909,3	1000	21,2	1364	2,0	3,1
Л1	2,40	2,07	1,64	50,5	63	26,0	76	2,0	16,5
Л2	2,54	2,20	1,78	50,5	63	28,2	76	2,0	17,5
Л3	1,41	1,22	0,84	50,5	63	13,3	76	2,0	9,7
Л4	1,20	1,04	0,69	50,5	63	10,9	76	2,0	8,2
Л5	2,85	2,47	2,10	50,5	63	33,3	76	2,0	19,6
Л6	2,13	1,84	1,40	144,3	160	8,8	217	2,0	5,7
Л7	3,12	2,70	2,44	192,5	250	9,7	289	2,0	5,4
Л8	3,72	3,22	3,26	216,5	250	13,1	325	2,0	6,4
ТП11									
Тр	7,07	6,12	21,20	909,3	1000	21,2	1364	2,0	3,1
Л1	2,70	2,33	1,95	168,4	200	9,7	253	2,0	5,8
Л2	3,45	2,98	2,88	144,3	160	18,0	217	2,0	9,3
Л3	2,97	2,57	2,26	192,5	250	9,0	289	2,0	5,1
Л4	4,57	3,95	4,87	216,5	250	19,5	325	2,0	7,9

## 11 Расчёт защитного заземления КТП.

Контур заземления будем выполнять непосредственно у каждой КТП, так как разрешают не устанавливать повторное заземления у потребителей, подключенных к шинам ТП кабельными линиях, так как обрыв нулевого и защитного провода маловероятен [13].

Так как к заземляющему устройству будет присоединена нейтраль обмотки трансформатора по стороне 0,4 кВ, по требованию ПУЭ, допустимое сопротивление заземляющего контура сети 0,4 кВ должно составлять не более 4 Ом.

Для строительства заземляющего контура, расположенного по периметру КТП с шириной 10×10 м, применяем для горизонтального заземлителя применяем стальную полосу с шириной  $b = 0,04$  м и толщиной  $t = 0,004$  м, сопротивление заземлителя должно составлять  $R_z = 0,5$  Ом.

Сопротивление растекания вертикального заземлителя рассчитываем по выражению:

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times \rho_{\text{расч}}}{L} \times \lg \frac{2L}{d} + 0,5 \times \lg \frac{4t + L}{4t - L},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта для данной местности = 50 Ом/м;

$L$  – длина вертикального заземлителя выполненного из металлического стержня, длиной = 5 м;

$d$  – диаметром вертикального заземлителя = 0,012 м;

$t$  – глубина заложения заземлителя, для вертикальных электродов – соответствует расстоянию от поверхности земли до середины электрода в м,

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = \rho \times k_c,$$

где  $k_c$  – сезонный коэффициент=1,3;

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = 50 \times 1,3 = 65 \frac{\text{ОМ}}{\text{М}},$$

$$t = h + 0,5 \times L,$$

где  $h$  – глубина заложения горизонтального заземлителя = 0,5 м,

$$t = 0,5 + 0,5 \times 5 = 3 \text{ м},$$

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times 65}{5} \times \lg \frac{2 \times 5}{0,012} + 0,5 \times \lg \frac{4 \times 3 + 5}{4 \times 3 - 5} = 16,4 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление заземляющего контура с 8 вертикальными стержнями, длиной 5м:

$$R_{\text{ВЗ}} = \frac{R_{\text{верт}}}{N_c \times \eta_{\text{вер}}}, \quad (12.5)$$

$\eta_{\text{вер}}$  – коэффициент экранирования вертикальных стержней, зависит от отношения расстояния к их длине = 0,61;

$$R_{\text{ВЗ}} = \frac{16,4}{8 \times 0,61} = 3,36 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление растекание горизонтального заземлителя по выражению:

$$R_{\text{гор}} = \frac{0,366 \times \rho_{\text{расч}}}{l} \times \lg \frac{2 \times L^2}{b \times t},$$

$$R_{\text{гор}} = \frac{0,366 \times 65}{5} \times \lg \frac{40^2}{0,04 \times 0,5} = 19,27 \text{ Ом},$$

Рассчитываем суммарное сопротивление горизонтального заземлителя с контуром из 8 вертикальных стержней:

$$R_{\Gamma 3} = \frac{R_{\text{гор}}}{\eta_{\text{гор}}},$$

$$R_{\Gamma 3} = \frac{19,27}{0,36} = 53 \text{ Ом},$$

$\eta_{\text{гор}}$  - коэффициент использования полосы принимаем равным 0,32.

$$R_{3\text{Д}} = \frac{R_{\text{ВЗ}} \times R_{\Gamma 3}}{R_{\text{ВЗ}} + R_{\Gamma 3}} = \frac{3,36 \times 53}{3,36 + 53} = 3,2 \text{ Ом},$$

Согласно произведённым расчётам, заземляющий контур, состоящий из 8 вертикальных стержней, с расстоянием между стержнями 5 м, для КТП по стороне 0,4 кВ подходит для заземления данной электроустановки.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе «Электроснабжение микрорайона «Берёзовка» в городе Тольятти» спроектирована надёжная схема электроснабжения жилого микрорайона, комплексной застройки, расположенный в городском округе Тольятти, на 10-м километре Хрящёвского шоссе, вблизи села Выселки.

Площадь микрорайона занимает 50 га. Застройка территории состоит из 530 индивидуальных жилых домов; 6 трёхэтажных, одно подъездных, 24-квартирных жилых домов; муниципального детского сада; торгового центра на 700 м<sup>2</sup> и 20 земельных участков под свободную застройку.

Для выполнения поставленной задачи потребовалось проанализировать особенности градостроения микрорайона, рассчитать электрическую нагрузку и на основании этого разработано два варианта схемы электроснабжения сети 10 и 0,4 кВ. Выполнен расчёт мощности и необходимое количество силовых трансформаторов для каждого варианта схемы и на основании технико-экономического расчёта произведён наиболее экономически выгодный вариант схемы.

Для реализации данной схемы произведён расчёт токов короткого замыкания в сети 10 и 0,4 кВ и выбрано защитное и коммутационное оборудование.

Для безопасного электроснабжения потребителей, сеть 0,4 кВ выполнена пятипроводной с разделёнными рабочим и защитным нолями по системы TN-S. Эта система обладает высоким уровнем электробезопасности людей и оборудования. Для подключения обоих нулевых проводников на ТП 10/0,4 кВ выполнен контур заземления.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание [Текст]. – СПб.: Энергоатомиздат. 2013. – 692 с. – (Российское законодательство. Техническая литература).
2. Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ [Текст]. – М.: Эксмо, 2012.– 689 с. – (Российское законодательство. Техническая литература).
3. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа [Текст]. СП 31-110-2003. Москва 2015. – 74 с.
4. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения. Электронное учебно-методическое пособие [Текст] / Вахнина В.В., Черненко А.Н. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016. – 78 с.
5. Вахнина В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования [Текст] / Вахнина В.В., Черненко А.Н. - Тольятти: ТГУ, 2007. – 39 с.
6. Шведов Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети [Текст]. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.
7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Текст]. М.: Энергоатомиздат. 2010. – 108 с.
8. Фролов Ю.М. Основы электроснабжения [Текст]: учеб. пособие / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. - Санкт-Петербург: Лань, 2012. - 480 с.
9. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети [Текст]. – М. 2000. – 14 с.
10. Шведов Г.В., Городские электрические распределительные сети [Текст] М.: Изд-во МЭИ, 2011. – 108 с.

11. Вахнина В.В. Проектирование осветительных установок. учеб. Пособие [Текст] / Вахнина В.В., Самолина О.В., Черненко А.Н., Рыбалко Т.А.- Тольятти: ТГУ, 2015. – 107 с.
12. Озерский В.М., Расчеты электроснабжения городов: Учебное пособие [Текст] / Озерский В.М., Маковецкий С.Я.; Саратов, 2001. – 68 с.
13. Борисов Р.К. Заземляющие устройства электроустановок: справочник [Текст] / М. Издательский дом МЭИ, 2013. – 360 с.
14. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов [Текст] / Сибикин Ю.Д. – Москва: Форум, 2015. – 384 с.
15. Алиев И.И. Кабельные изделия: справочник [Текст] / Алиев И.И. - М.: ИП РадиоСОФТ, 2010. – 384 с.
16. Синюкова Т.В. Электроснабжение: расчет токов короткого замыкания: метод. указания к практическим и курсовым работам [Текст] / Липецкий государственный технический университет. - Липецк: ЛГТУ, 2014. - 46 с.
17. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник [Текст] /. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. - М.: Форум: НИЦ Инфра-М, 2012. - 416 с.
18. Шведов Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение. Учебное пособие [Текст] / Шведов Г.В., Скрипачева О.В., Савченко О.В., – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 424 с.
19. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов [Текст] / Кудрин Б.И., Жилин Б.В., Матюнина Ю.В. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 412 с.
20. Электрические сети. Оборудование электроустановок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru>.

21. ПАО «РАДИУС-Автоматика». Комплекс оборудования релейной защиты и автоматики для сетей 0,4 кВ до 110 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog>.

22. Каталог электрооборудования «Электрощит» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://electroshield.ru>

23. Электроснабжение административных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://projectsdevelop.com/power\\_supply\\_of\\_office\\_buildings](http://projectsdevelop.com/power_supply_of_office_buildings).

24. ABB PRODUCT-DETAILS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://new.abb.com/products>.

25. Power System Protection Forum [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forum.pearlabs.com/>